ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

DESPACHO N.º 16/2008

A ERSE inicia em 2009 um novo período de regulação (2009-2011), constituindo uma oportunidade para reflectir sobre os principais temas abordados nos Regulamentos do sector eléctrico e proceder à sua revisão. A revisão regulamentar ditada por esta reflexão vai vigorar num contexto onde se pretende uma maior integração, harmonização e concorrência no Mercado Ibérico de Electricidade, pelo que já incorpora um conjunto de alterações que perspectivam esta dinâmica e são coerentes com as recentes iniciativas legislativas. Com efeito, as alterações legislativas e a transformação do Mercado Interno de Energia que tem sido debatida na União Europeia, onde está em curso a aprovação do denominado "3º Pacote Legislativo" para o aprofundamento da integração do Mercado Interno de Energia, que abrange o sector eléctrico e o sector do gás natural, foram contextualizadas nesta revisão regulamentar. No mesmo sentido, esta revisão regulamentar integra-se numa conjuntura em que os temas relacionados com a energia ocupam um espaço central nas preocupações da sociedade. As alterações que se têm vindo a verificar, nomeadamente ao nível dos custos da energia primária, também não podem ser ignoradas por quem tem responsabilidades no sector da energia.

A presente revisão regulamentar cumpriu as diversas fases do procedimento de consulta pública, nos termos estabelecidos no Artigo 23.º dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

A presente revisão regulamentar altera o Regulamento de Relações Comerciais e o Regulamento Tarifário, relativamente às matérias que a seguir se evidenciam.

No que respeita ao Regulamento de Relações Comerciais, os principais assuntos objecto de revisão são os seguintes, dos quais se apresenta uma descrição sucinta:

- Incentivos à melhoria dos serviços prestados: A ERSE aprovou os serviços opcionais que visam a melhoria da qualidade de serviço prestada pelo comercializador de último recurso e pelos operadores da rede de distribuição. A prestação destes serviços ficará, contudo, sujeita a um conjunto de regras de aplicação que garantam a sua não discriminação e transparência.

- Auditorias de verificação regulamentar: A ERSE considera que a realização de auditorias é um complemento à sua actuação, indispensável à verificação da aplicação dos regulamentos, cada vez mais especializada, mas também mais alargada, devendo respeitar um conjunto de princípios estabelecidos no Regulamento. Os regulamentos indicam o conjunto de matérias que deverão ser objecto de auditoria, sem prejuízo de, adicionalmente, a ERSE poder indicar outras matérias a sujeitar a auditorias.

- Transparência nas relações comerciais: A liberalização do mercado de electricidade assenta na obrigação de quem explora as redes garantir que outras entidades usem essas mesmas redes para fazer chegar a energia eléctrica aos consumidores que vão abastecer. Todos os consumidores têm actualmente o direito de escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica, entidade que comercializa a electricidade, mas não explora a rede de distribuição. É neste contexto que surge a necessidade de separar as actividades, o que conduz a que as actividades de distribuição e de comercialização passem a ser desenvolvidas por empresas juridicamente distintas. Neste sentido, serão aplicáveis ao operador da rede de distribuição e ao comercializador de último recurso um conjunto de obrigações adicionais estabelecidas no Regulamento.

- Independência no exercício das actividades dos operadores de rede de distribuição: foi clarificada a redacção do artigo 42.º que integra esta matéria, visando a sua total correspondência com o previsto no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, relativamente às restrições dos gestores do operador da rede de distribuição na integração em outros órgãos sociais da empresa que tenha por actividade a exploração da produção, transporte ou comercialização de electricidade.

- Informação aos consumidores: considerando diversas sugestões apresentadas, designadamente no Conselho Consultivo, a ERSE aprovou novas regras relativas à informação a prestar aos consumidores de energia eléctrica pelo seu comercializador.

- Recomendações: Consagra-se a figura das Recomendações, surgindo como uma via complementar de diálogo entre a ERSE, as empresas e os consumidores, num quadro de mercado totalmente liberalizado. Através das Recomendações a ERSE pretende esclarecer as empresas suas destinatárias do entendimento do regulador sobre a melhor forma de dar cumprimento a uma determinada obrigação regulamentar ou sobre determinada prática considerada adequada.

No que respeita ao Regulamento Tarifário, os principais assuntos objecto de revisão são os seguintes, que se descrevem sumariamente:

- Extinção da tarifa de Comercialização de Redes, por via da fusão e inclusão da actividade de Comercialização de Redes nas actividades de Distribuição de Energia Eléctrica.

- Extinção da Tarifa de Venda do Comercializador de Último Recurso em MT e AT aos Comercializadores de Último Recurso que actuam exclusivamente em BT, passando a regra de facturação a constar no Regulamento de Relações Comerciais.

- Desenvolvimento de novas opções tarifárias nas tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas de Venda a Clientes Finais, designadamente a criação da opção tarifária tetra-horária em BTE e tri-horária em BTN≤20,7 kVA. A salientar ainda a extensão da opção tarifária tetra-horária em MT às Regiões Autónomas e a extinção da tarifa sazonal simples na Região Autónoma dos Açores.

- Extinção nas Regiões Autónomas das tarifas de Venda a Clientes Finais, dependentes do uso dado à energia eléctrica.

- Alteração da estrutura da tarifa de Comercialização, consubstanciada na criação de uma tarifa binómia com um termo fixo e um termo variável dependente da energia.

- Inclusão do sobrecusto da tarifa social na tarifa de Uso Global do Sistema, como um custo de Interesse Geral.

- Alteração da forma de regulação das actividades do operador da rede de transporte introduzindo incentivos ao investimento e à exploração eficiente, à disponibilidade da rede de transporte e à manutenção de activos em fim de vida útil.

- Alteração da forma de regulação da actividade de Comercialização do comercializador de último recurso, por introdução de um incentivo à eficiência dos custos associados aos processos comerciais e de uma parcela para compensar o desfasamento entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados à compra e venda de energia eléctrica e dos acessos às redes de transporte e distribuição.

- Alteração da forma de regulação das actividades das entidades concessionárias das Regiões Autónomas, para uma regulação por preço máximo.

- Alteração da forma de cálculo dos custos com fuelóleo nas Regiões Autónomas.

Nestes termos:

Ao abrigo das disposições conjugadas do artigo 77.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, dos artigos 65.º, 66.º e n.º 1 do artigo 67.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, e da alínea b) do n.º 1 do artigo 31.º dos Estatutos da ERSE anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, o Conselho de Administração da ERSE deliberou, no âmbito do sector eléctrico, o seguinte:

1.º Os artigos 3.º, 5.º, 10.º, 24.º, 28.º, 29.º, 30.º, 35.º, 38.º, 39.º, 42.º, 43.º, 45.º, 55.º, 58.º, 59.º, 60.º, 63.º, 65.º, 70.º, 121.º, 141.º, 145.º, 148.º, 152.º, 161.º, 165.º, 182.º, 185.º, 187.º, 188.º, 190.º, 193.º, 195.º, 196.º, 220.º, 225.º, 238.º, 272.º, 273.º e 275.º do Regulamento de Relações Comerciais são alterados, passando a ter a redacção nos termos da republicação deste regulamento que constitui o Anexo I do presente despacho e que dele fica a fazer parte integrante.

2.º São aditados ao Regulamento de Relações Comerciais os artigos identificados pelas respectivas epígrafes "Serviços opcionais", "Auditorias de verificação do cumprimento das disposições regulamentares", "Custos com a aplicação da tarifa social", "Informação sobre tarifas e preços", "Recomendações da ERSE", "Facturação dos fornecimentos aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT", correspondendo-lhes no Anexo I os números dos artigos 7.º, 8.º, 64.º, 186.º, 269.º e 275.º.

3.º Os novos artigos são inseridos no Regulamento de Relações Comerciais de acordo com a nova reorganização, sistematização e renumeração, nos termos constantes do Anexo I.

4.º São revogados os artigos 41.º, 44.º, 194.º, 247.º e 274.º do Regulamento de Relações Comerciais.

5.º O Regulamento de Relações Comerciais, em função das alterações referidas nos números anteriores, é reorganizado, sistematizado e os seus artigos são renumerados em conformidade, nos termos do texto do seu articulado que se republica integralmente no Anexo I do presente despacho.

6.º Os artigos 3.º, 8.º, 13.º, 15.º, 16.º, 17.º, 20.º, 21.º, 22.º, 23.º, 25.º, 26.º, 28.º, 29.º, 32.º, 33.º, 34.º, 35.º, 36.º, 37.º, 38.º, 40.º, 41.º, 42.º, 44.º, 45.º, 46.º, 49.º, 53.º, 57.º, 62.º, 64.º, 70.º, 71.º, 72.º, 73.º, 74.º, 75.º, 76.º, 77.º, 79.º, 80.º, 81.º, 83.º, 84.º, 85.º, 86.º, 87.º, 88.º, 89.º, 90.º, 91.º, 94.º, 95.º, 96.º, 97.º, 98.º, 101.º, 125.º, 126.º, 129.º, 130.º, 131.º, 133.º, 134.º, 136.º, 137.º, 138.º, 139.º, 140.º, 141.º, 142.º, 143.º, 144.º, 145.º, 146.º, 148.º, 149.º, 150.º, 151.º, 152.º, 153.º, 154.º, 156.º, 157.º, 158.º, 159.º, 160.º, 161.º, 162.º, 163.º, 164.º, 165.º, 166.º, 174.º, 175.º, 182.º, 184.º e as disposições transitórias constantes do Anexo do Regulamento Tarifário são alterados, passando a ter a redacção nos termos da republicação deste Regulamento que constitui o Anexo II do presente despacho e que dele fica a fazer parte integrante.

7.º São aditados ao Regulamento Tarifário os artigos identificados pelas epígrafes "Relatório sumário das demonstrações financeiras das actividades reguladas", "Auditorias para verificação do cumprimento do Regulamento Tarifário", "Envio de informação", "Facturação mensal dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual", "Regulamentação dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental", "Incentivo à disponibilidade da rede de transporte", "Repartição de custos e proveitos na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso" e "Tarifas para o primeiro ano do novo período de regulação" correspondendo-lhes no Anexo II os números dos artigos 13.º, 14.º, 15.º, 75.º, 102.º, 113.º, 142.º e 161.º.

8.º A Secção XI do Capítulo VI do Regulamento Tarifário passa a designar-se "Procedimentos de garantia dos pressupostos regulatórios nas concessões de distribuição".

9.º A Secção X do Capítulo IV considera as alterações introduzidas pelo Despacho 15545/2008, de 4 de Junho.

10.º São revogados os artigos 19.º, 67.º, 68.º, 82.º, 102.º, 103.º, 104.º, 105.º, 106.º, 107.º, 108.º, 109.º, 110.º, 111.º, 135.º e 155.º do Regulamento Tarifário, sem prejuízo do estabelecido no número seguinte.

11.º O artigo 82.º referido no número anterior vigora transitoriamente nos termos previstos no Regulamento Tarifário.

12.º O Regulamento Tarifário, em função das alterações referidas nos números anteriores, é reorganizado, sistematizado e os seus artigos são renumerados em conformidade, nos termos do texto do seu articulado que se republica integralmente no Anexo II do presente despacho.

13.º As regras do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental previstas no Regulamento Tarifário podem aplicar-se a situações e factos constituídos a partir de 1 de Setembro de 2008.

14.º Os documentos referentes à discussão dos comentários à consulta pública da ERSE, relativa aos regulamentos previstos no presente despacho, são publicitados e colocados na página da ERSE na Internet, ficando a constituir, para todos os efeitos legais, parte integrante da justificação preambular deste despacho.

15.º O presente despacho entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação, sem prejuízo do disposto no articulado dos Regulamentos aprovados em anexo ao presente despacho.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Lisboa, 14 de Agosto 2008

O Conselho de Administração

Prof. Doutor Vítor Santos

Dr.ª Maria Margarida de Lucena Corrêa de Aguiar

Doutor José Braz

ANEXO I – Regulamento de Relações Comerciais do Sector Eléctrico

Parte I – Princípios e disposições gerais

Capítulo I
Princípios e disposições gerais

Artigo 1.º
Objecto

1 - O presente regulamento, editado ao abrigo do n.º 3 do artigo 57.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, do n.º 1 do artigo 67.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto e da alínea a) do artigo 10.º dos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, tem por objecto estabelecer as disposições relativas às relações comerciais entre os vários sujeitos intervenientes no Sistema Eléctrico Nacional (SEN), bem como as condições comerciais para ligação às redes públicas.

2 - O presente regulamento, nos termos do disposto no n.º 1 do artigo 2.º e do capítulo VII do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, estabelece igualmente as disposições relativas ao funcionamento das relações comerciais nos sistemas eléctricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, bem como, no âmbito da convergência estabelecida no referido diploma, o funcionamento das relações comerciais entre aqueles sistemas eléctricos e o sistema eléctrico de Portugal continental.

Artigo 2.º
Âmbito de aplicação

Estão abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente regulamento:

1 - Em Portugal continental:

a) Os consumidores ou clientes.

b) Os comercializadores.

c) Os comercializadores de último recurso.

d) O operador logístico de mudança de comercializador.

e) Os operadores das redes de distribuição em BT.

f) O operador das redes de distribuição em MT e AT.

g) O operador da rede de transporte.

h) O Agente Comercial.

i) Os produtores em regime ordinário.

j) Os produtores em regime especial.

k) As entidades abastecidas por co-geradores.

l) Os operadores de mercados.

2 - Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira estão ainda abrangidos:

a) Os clientes vinculados.

b) A concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (RAA).

c) A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira (RAM).

d) Os produtores vinculados.

e) Os produtores não vinculados.

f) Os co-geradores e as entidades por eles abastecidas.

3 - Estão abrangidas pelo presente regulamento as seguintes matérias:

a) Identificação dos sujeitos intervenientes no sector eléctrico e respectivas actividades e funções.

b) Regras de relacionamento comercial aplicáveis aos operadores das redes, comercializadores e comercializadores de último recurso.

c) Condições comerciais de ligações às redes.

d) Regras relativas à medição, leitura e disponibilização de dados de consumo de energia eléctrica.

e) Escolha de comercializador, modalidades de contratação e funcionamento dos mercados de energia eléctrica.

f) Regras de relacionamento comercial dos comercializadores e comercializadores de último recurso com os respectivos clientes.

g) Convergência tarifária com as Regiões Autónomas.

h) Garantias administrativas e resolução de conflitos.

Artigo 3.º
Siglas e definições

1 - No presente regulamento são utilizadas as seguintes siglas:

a) AT - Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV).

b) BT - Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV).

c) BTE - Baixa Tensão Especial, fornecimentos ou entregas em Baixa Tensão com as seguintes potências contratadas:

   i) Portugal continental - superior a 41,4 kW.

   ii) RAA - igual ou superior a 20,7 kW e seja efectuada a medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos.

   iii) RAM - superior a 62,1 kW.

d) BTN - Baixa Tensão Normal, fornecimentos ou entregas em Baixa Tensão com as seguintes potências contratadas:

   i) Portugal continental - inferior ou igual a 41,4 kVA.

   ii) RAA - inferior ou igual a 215 kVA e não seja efectuada a medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos.

   iii) RAM - inferior ou igual a 62,1 kVA.

e) CAE - contrato de aquisição de energia eléctrica.

f) CMEC - custos para a manutenção do equilíbrio contratual.

g) CMVM - Comissão do Mercado de Valores Mobiliários.

h) CONTUR - Contrato de uso das redes.

i) DGEG - Direcção Geral de Energia e Geologia.

j) ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

k) MAT - Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV).

l) MIBEL - Mercado Ibérico de Electricidade.

m) MT - Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV).

n) RAA - Região Autónoma dos Açores.

o) RAM - Região Autónoma da Madeira.

p) RARI - Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

q) RND - Rede Nacional de Distribuição de Electricidade em alta e média tensão.

r) RNT - Rede Nacional de Transporte de Electricidade em Portugal continental.

s) RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço.

t) RT – Regulamento Tarifário.

u) SEN - Sistema Eléctrico Nacional.

2 - Para efeitos do presente regulamento, entende-se por:

a) Agente de mercado - entidade que transacciona energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, designadamente: produtor em regime ordinário, co-gerador, comercializador, comercializador de último recurso, agente comercial, cliente ou entidade abastecida por co-gerador, estes dois últimos se adquirirem energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral.

b) Ajustamento para perdas - mecanismo que relaciona a energia eléctrica medida num ponto da rede com as perdas que o seu trânsito origina, a partir de um outro ponto.

c) Co-gerador - entidade que produz energia eléctrica e energia térmica utilizando o processo de co-geração e que pretende exercer o direito de fornecer energia eléctrica por acesso às redes, nos termos previstos no artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro.

d) Contagem bi-horária - medição da energia eléctrica consumida, sendo feita a distinção entre o consumo nas horas de vazio e nas horas fora de vazio.

e) Contrato de uso das redes - contrato que tem por objecto as condições comerciais relacionadas com a retribuição a prestar pelos utilizadores das redes aos operadores das redes pelo uso das redes e das interligações, nos termos do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI).

f) Deslastre de carga - interrupção da alimentação de alguns consumos de energia eléctrica, com o objectivo de preservar o funcionamento do sistema eléctrico, a nível local ou nacional, em condições aceitáveis de tensão e frequência.

g) Distribuição - veiculação de energia eléctrica através de redes em alta, média ou baixa tensão, para entrega ao cliente, excluindo a comercialização.

h) Entrega de energia eléctrica - alimentação física de energia eléctrica.

i) Fornecedor - entidade com capacidade para efectuar fornecimentos de energia eléctrica, correspondendo a uma das seguintes entidades: produtor em regime ordinário, co-gerador, comercializador ou comercializador de último recurso.

j) Instalação eventual - instalação estabelecida com o fim de realizar, com carácter temporário, um evento de natureza social, cultural ou desportiva.

k) Instalação provisória - instalação destinada a ser usada por tempo limitado, no fim do qual é desmontada, deslocada ou substituída por outra definitiva.

l) Interligação - ligação por uma ou várias linhas entre duas ou mais redes.

m) Interruptibilidade – regime de contratação de energia eléctrica que prevê a possibilidade de interrupção do fornecimento com a finalidade de limitar os consumos em determinados períodos considerados críticos para a exploração e segurança do sistema eléctrico.

n) Ponto de entrega - ponto da rede onde se faz a entrega ou recepção de energia eléctrica à instalação do cliente, produtor ou outra rede.

o) Período horário - intervalo de tempo no qual a energia activa é facturada ao mesmo preço.

p) Produtor em regime especial - entidade titular de licença de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renovável, resíduos, cogeração, microprodução ou outra produção em BT, atribuída nos termos de legislação específica.

q) Recepção de energia eléctrica - entrada física de energia eléctrica.

r) Serviços de sistema - serviços necessários para a operação do sistema com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço.

s) Tarifa social – opção tarifária disponível a clientes dos comercializadores de último recurso, em Portugal continental, com consumos anuais não superiores a 400 kWh, relativos a casas de habitação permanente e potência contratada até 2,3 kVA. Nas Regiões Autónomas, esta opção tarifária também se encontra à disposição de clientes com consumos anuais não superiores a 500 kWh e potência contratada até 1,15 kVA.

t) Transporte - veiculação de energia eléctrica numa rede interligada de Muito Alta Tensão e Alta Tensão, para efeitos de recepção dos produtores e entrega a distribuidores, a comercializadores ou a grandes clientes finais, mas sem incluir a comercialização.

u) Uso das redes - utilização das redes e instalações nos termos do RARI.

3 - Para efeitos do presente regulamento e para Portugal continental utilizam-se as seguintes expressões para designar os comercializadores de último recurso:

a) Comercializadores de último recurso exclusivamente em BT, nos termos do artigo 73.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro.

b) Comercializador de último recurso, quando comercializa energia eléctrica em todos os níveis de tensão.

c) Comercializadores de último recurso, para referir simultaneamente as entidades consideradas nas alíneas a) e b).

Artigo 4.º
Prazos

1 - Sem prejuízo de outra indicação específica, os prazos estabelecidos no presente regulamento que não tenham natureza administrativa são prazos contínuos.

2 - Os prazos previstos no número anterior contam-se nos termos gerais previstos no Código Civil.

3 - Os prazos de natureza administrativa fixados no presente regulamento que envolvam entidades públicas contam-se nos termos do Código do Procedimento Administrativo.

Artigo 5.º
Princípios gerais de relacionamento comercial

O relacionamento comercial entre as entidades que operam no SEN, entre estas entidades e os respectivos clientes, bem como com os demais sujeitos intervenientes, deve processar-se de modo a que sejam observados, quando aplicáveis, os seguintes princípios gerais:

a) Garantia de oferta de energia eléctrica e outros serviços em termos adequados às necessidades e opções dos consumidores.

b) Garantia das condições necessárias ao equilíbrio económico-financeiro das entidades que integram os sistemas eléctricos públicos.

c) Igualdade de tratamento e de oportunidades.

d) Concorrência, sem prejuízo do cumprimento das obrigações de serviço público.

e) Imparcialidade nas decisões.

f) Liberdade de escolha do comercializador de energia eléctrica.

g) Transparência das regras aplicáveis às relações comerciais.

h) Direito à informação e salvaguarda da confidencialidade da informação comercial considerada sensível.

i) Racionalidade e eficiência dos meios a utilizar, desde a produção ao consumo.

Artigo 6.º
Ónus da prova

1 - Nos termos da lei, cabe aos operadores das redes, comercializadores de último recurso e comercializadores a prova de todos os factos relativos ao cumprimento das suas obrigações e

execução das diligências inerentes à prestação dos serviços previstos no presente regulamento.

2 - Ao abrigo do disposto no número anterior, o ónus da prova sobre a realização das comunicações relativas à exigência do pagamento e do momento em que as mesmas foram efectuadas incide sobre os operadores e comercializadores mencionados no número anterior.

Artigo 7.º
Serviços opcionais

1 - Os operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso podem disponibilizar aos seus clientes serviços e níveis de qualidade de serviço opcionais relativamente aos serviços regulados, nos termos indicados no número seguinte.

2 - A prestação de serviços opcionais pelos operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso está sujeita à observância dos seguintes princípios:

a) Não discriminação;

b) Transparência de custos, nos termos definidos pelo Regulamento Tarifário;

c) Proporção entre os benefícios e os custos para a empresa e os descontos e os preços dos serviços a disponibilizar;

d) Adequação do nível de informação e dos meios para a sua divulgação ao cliente;

e) Garantia de identificação inequívoca dos serviços opcionais e respectivos preços relativamente aos serviços regulados e respectivos preços.

f) Garantia da obrigatoriedade de disponibilização dos serviços regulados.

3 - A disponibilização dos serviços opcionais está sujeita a comunicação prévia junto da ERSE.

Artigo 8.º
Auditorias de verificação do cumprimento das disposições regulamentares

1 - Os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e o Agente Comercial deverão recorrer a mecanismos de auditoria para verificar o cumprimento das disposições regulamentares que lhes são aplicáveis.

2 - As auditorias são promovidas pelas entidades referidas no número anterior, recorrendo para o efeito a auditores externos independentes de reconhecida idoneidade.

3 - O conteúdo das auditorias e os critérios de selecção das entidades responsáveis pela realização das auditorias são aprovadas pela ERSE, na sequência de proposta das entidades responsáveis pela promoção das auditorias.

4 - Anualmente, até 30 de Setembro, a ERSE indica às empresas reguladas as auditorias a realizar no ano seguinte.

5 - Sem prejuízo do disposto no número anterior, devem ser realizadas anualmente auditorias sobre as seguintes matérias:

a) Verificação do cumprimento das regras e procedimentos associados ao Código de Conduta previsto no Artigo 42.º a realizar pelo operador da rede de distribuição em MT e AT.

b) Verificação do cumprimento das regras e procedimentos associados ao Código de Conduta previsto no Artigo 60.º a realizar pelo comercializador de último recurso.

c) Verificação do cumprimento das regras e procedimentos associados ao Código de Conduta previsto no Artigo 72.º a realizar pelo Agente Comercial.

d) Verificação do cumprimento da metodologia de disponibilização de dados de consumo de clientes previsto no Artigo 154.º a realizar pelo operador da rede de distribuição em MT e AT.

e) Verificação do cumprimento dos procedimentos de mudança de comercializador previstos na Secção III do Capítulo X a realizar pelo operador da rede de distribuição em MT e AT.

6 - Os relatórios das auditorias deverão ser enviados à ERSE e publicados nas páginas na Internet das entidades responsáveis pela promoção das auditorias.

Capítulo II
Sujeitos intervenientes no relacionamento comercial

Secção I
Sujeitos intervenientes no relacionamento comercial em Portugal continental

Artigo 9.º
Consumidores ou clientes

1 - Consumidor ou cliente é a pessoa singular ou colectiva que compra energia eléctrica para consumo próprio.

2 - Para efeitos do presente regulamento, considera-se que os conceitos de cliente e de consumidor são utilizados como tendo o mesmo significado.

3 - Os clientes podem ser abastecidos de energia eléctrica em MAT, AT, MT e BT.

4 - O cliente é considerado doméstico ou não doméstico consoante a energia eléctrica se destine, respectivamente, ao consumo privado no seu agregado familiar ou a uma actividade profissional ou comercial, considerando o disposto na Lei n.º 24/96, de 31 de Julho, relativamente ao conceito de consumidor.

Artigo 10.º
Comercializadores

1 - Os comercializadores são entidades titulares de licença de comercialização ou de registo, quando reconhecida a qualidade de comercializador ao abrigo de acordos internacionais em que o Estado português seja parte signatária, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro e no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, cuja actividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia eléctrica, em nome próprio ou em representação de terceiros.

2 - O relacionamento comercial entre os comercializadores e os operadores das redes a que as instalações dos seus clientes se encontrem ligadas é estabelecido através da celebração de contratos de uso das redes, nos termos do RARI.

Artigo 11.º
Comercializadores de último recurso

1 - Os comercializadores de último recurso são as entidades titulares de licença de comercialização, que no exercício da sua actividade estão sujeitos à obrigação da prestação universal do serviço de fornecimento de energia eléctrica, garantindo a todos os clientes que o requeiram a satisfação das suas necessidades, nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro e no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

2 - A licença prevista no número anterior é atribuída à sociedade, juridicamente independente das sociedades que exerçam as demais actividades, constituída pela EDP Distribuição - Energia, S.A., bem como às demais entidades concessionárias de distribuição de energia eléctrica em BT, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de Setembro, dentro das suas áreas de concessão e enquanto durar o correspondente contrato.

Artigo 12.º

Operador logístico de mudança de comercializador

1 - O operador logístico de mudança de comercializador é a entidade responsável pela gestão do processo de mudança de comercializador, cabendo-lhe, nomeadamente a gestão dos equipamentos de medição e a sua leitura, local ou remota, nos termos da legislação aplicável.

2 - Até à data de entrada em funcionamento do operador logístico de mudança de comercializador, nos termos de legislação específica, as atribuições referidas no número anterior são desenvolvidas pelas seguintes entidades:

a) A gestão do processo de mudança de comercializador é desenvolvida pelo operador da rede de distribuição em MT e AT.

b) As actividades de gestão e leitura dos equipamentos de medição são desenvolvidas pelos operadores das redes, relativamente aos equipamentos de medição das instalações ligadas às suas redes.

Artigo 13.º

Operadores das redes de distribuição

1 - Os operadores das redes de distribuição são entidades concessionárias da RND ou de redes em BT, autorizados a exercer a actividade de distribuição de energia eléctrica.

2 - Os operadores das redes de distribuição desenvolvem actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, nos termos previstos no Capítulo IV deste regulamento.

Artigo 14.º

Operador da rede de transporte

1 - O operador da rede de transporte é a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT), nos termos do respectivo contrato de concessão.

2 - O operador da rede de transporte desempenha as actividades de Transporte de Energia Eléctrica e de Gestão Global do Sistema, na qual se incluem as funções de Gestor de Sistema e de Acerto de Contas, definidas nos termos do Capítulo III deste regulamento.

Artigo 15.º
Agente Comercial

1 - O Agente Comercial é responsável pela compra e venda de toda a energia eléctrica proveniente dos contratos de aquisição de energia eléctrica (CAE), nos termos previstos no Capítulo VI deste regulamento.

2 - A actividade de Agente Comercial é exercida pela entidade concessionária da RNT, ou por outra entidade juridicamente separada, nas condições legalmente previstas para o efeito.

Artigo 16.º
Produtores em regime ordinário

São produtores em regime ordinário as entidades titulares de licença de produção de energia eléctrica, atribuída nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro e no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

Artigo 17.º
Produtores em regime especial

São produtores em regime especial as entidades titulares de licença de produção de energia eléctrica, atribuída ao abrigo de regimes jurídicos específicos, nos termos referidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro.

Artigo 18.º
Operadores de mercado

1 - Os operadores de mercado são as entidades responsáveis pela gestão de mercados organizados, nas modalidades de contratação diária, intradiária ou a prazo e pela concretização de actividades conexas, nomeadamente a determinação de índices e a divulgação de informação.

2 - As funções dos operadores de mercado são as previstas no Capítulo XII deste regulamento.

Secção II
Sujeitos intervenientes no relacionamento comercial nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

Artigo 19.º
Clientes vinculados

1 - O cliente vinculado é a pessoa singular ou colectiva que, através da celebração de um contrato de fornecimento de energia eléctrica com a concessionária do transporte e distribuição da RAA ou com a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, consoante o caso, compra energia eléctrica para consumo próprio, devendo ser considerado o disposto no Artigo 9.º.

2 - Os clientes vinculados nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira podem ser abastecidos em AT, MT ou BT.

Artigo 20.º
Concessionária do transporte e distribuição da RAA

A concessionária do transporte e distribuição é a entidade a quem cabe, em regime exclusivo e de serviço público, mediante a celebração de um contrato de concessão com o Governo Regional dos Açores, a gestão técnica global dos sistemas eléctricos de cada uma das ilhas do Arquipélago dos Açores, o transporte e a distribuição de energia eléctrica nos referidos sistemas, bem como a construção e a exploração das respectivas infra-estruturas, conforme o disposto no Capítulo XIII deste regulamento.

Artigo 21.º
Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

A concessionária do transporte e distribuidor vinculado é a entidade a quem cabe, em regime exclusivo e de serviço público, mediante a celebração de um contrato de concessão com o Governo Regional da Madeira, a gestão técnica global dos sistemas eléctricos de cada uma das ilhas do Arquipélago da Madeira, o transporte e a distribuição de energia eléctrica nos referidos sistemas, bem como a construção e a exploração das respectivas infra-estruturas, conforme o disposto no Capítulo XIII deste regulamento.

Artigo 22.º
Produtores vinculados

1 - O produtor vinculado na RAA é a entidade titular de uma licença vinculada de produção de energia eléctrica, atribuída pelo serviço competente do respectivo Governo Regional, na sequência de celebração de contrato de fornecimento de energia eléctrica vinculado ao sistema eléctrico público, aprovado pela ERSE.

2 - O produtor vinculado na RAM é a entidade titular de uma licença vinculada de produção de energia eléctrica, atribuída pelo serviço competente do respectivo Governo Regional, na sequência de celebração de um contrato de vinculação com a concessionária do transporte e distribuidor vinculado, comprometendo-se a abastecer o sistema eléctrico público em exclusivo.

Artigo 23.º
Produtores não vinculados

1 - O produtor não vinculado na RAA é a entidade titular de uma licença não vinculada de produção de energia eléctrica, atribuída pelo serviço competente do respectivo Governo Regional, na sequência de contrato de fornecimento de energia eléctrica não vinculado ao sistema eléctrico público, aprovado pela ERSE.

2 - O produtor não vinculado na RAM é a entidade titular de uma licença não vinculada de produção de energia eléctrica, atribuída pelo serviço competente do respectivo Governo Regional, através da qual é autorizado o exercício da actividade de produção de energia eléctrica.

3 - Na RAA, os produtores que utilizam como energia primária os recursos endógenos ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos e os co-geradores são também considerados produtores não vinculados.

Parte II – Relacionamento comercial em Portugal continental

Capítulo III
Operador da rede de transporte

Secção I
Disposições gerais

Artigo 24.º
Actividades do operador da rede de transporte

1 - No desempenho das suas atribuições, o operador da rede de transporte deve individualizar as seguintes actividades:

a) Transporte de Energia Eléctrica.

b) Gestão Global do Sistema.

2 - O operador da rede de transporte, para assegurar o desempenho da actividade de Gestão Global do Sistema, deve individualizar as seguintes funções:

a) Gestor de Sistema.

b) Acerto de Contas.

3 - A separação das actividades referidas no n.º 1 e das funções referidas no n.º 2 deve ser realizada em termos contabilísticos e organizativos.

4 - O exercício pelo operador da rede de transporte das actividades estabelecidas no n.º 1 está sujeito à observância dos seguintes princípios gerais:

a) Salvaguarda do interesse público.

b) Igualdade de tratamento e de oportunidades.

c) Não discriminação.

d) Concretização dos benefícios que podem ser extraídos da exploração técnica conjunta do Sistema Eléctrico Nacional e da interligação com outros sistemas eléctricos.

e) Transparência das decisões, designadamente através de mecanismos de informação e de auditoria.

Artigo 25.º

Independência no exercício das funções do operador da rede de transporte

1 - Tendo em vista a plena realização do princípio da independência no exercício das suas funções, o operador da rede de transporte deve observar, sem prejuízo de outros que lhe sejam aplicáveis, os seguintes princípios:

a) Os responsáveis pelas funções Gestor de Sistema e Acerto de Contas devem dispor de independência relativamente ao exercício das suas competências funcionais, no que se refere às relações entre eles, bem como com o Agente Comercial.

b) O operador da rede de transporte deve elaborar Códigos de Conduta para os responsáveis pelas funções Gestor de Sistema e Acerto de Contas, os quais devem enunciar as medidas necessárias para garantir a exclusão de comportamentos discriminatórios e o seu controlo de forma adequada, definindo as obrigações específicas dos funcionários para a prossecução daquele objectivo.

2 - Os Códigos de Conduta referidos na alínea b) do número anterior devem estabelecer as regras a observar pelos responsáveis das funções Gestor de Sistema e Acerto de Contas no que se refere à independência, imparcialidade, isenção e responsabilidade dos seus actos, designadamente no relacionamento entre eles e os produtores, o operador da rede de distribuição em MT e AT, os comercializadores de último recurso, os comercializadores e os clientes, com observância do disposto na Base V do Anexo II do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, relativamente à utilidade pública das suas actividades.

3 - No prazo de 60 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento, o operador da rede de transporte deve publicar, designadamente na sua página na Internet, os Códigos de Conduta referidos na alínea b) do n.º 1 e enviar um exemplar à ERSE.

4 - Os responsáveis pela observância dos Códigos de Conduta, previstos na alínea b) do n.º 1, devem enviar anualmente à ERSE, até 31 de Março, um relatório com a descrição das medidas adoptadas o qual deve ser publicado, designadamente na página da internet do operador da rede de transporte.

Artigo 26.º

Informação

1 - O operador da rede de transporte, no desempenho das funções Gestor de Sistema e Acerto de Contas, deve assegurar o registo e a divulgação da informação de forma a:

a) Concretizar os princípios da igualdade, da transparência e da independência enunciados no n.º 4 do Artigo 24.º e no Artigo 25.º.

b) Justificar perante as entidades com as quais se relaciona as decisões tomadas.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, o operador da rede de transporte deverá submeter à aprovação da ERSE, no prazo de 90 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento, uma proposta fundamentada sobre a lista da informação comercialmente sensível obtida no exercício das funções Gestor de Sistema e Acerto de Contas, que pretenda considerar de natureza confidencial.

3 - O operador da rede de transporte deve tomar, na sua organização e funcionamento internos, as providências necessárias para que fiquem limitadas aos serviços, ou às pessoas que directamente intervêm em cada tipo específico de actividade e operação, as informações de natureza confidencial aprovadas pela ERSE de que hajam tomado conhecimento em virtude do exercício das suas funções, as quais ficam sujeitas a segredo profissional.

4 - O disposto no número anterior não é aplicável sempre que:

a) O operador da rede de transporte e as pessoas indicadas no número anterior tenham de prestar informações ou fornecer outros elementos à ERSE.

b) Exista qualquer outra disposição legal que exclua o cumprimento desse dever.

c) A divulgação de informação ou o fornecimento dos elementos em causa tiverem sido autorizados por escrito pela entidade a que respeitam.

Artigo 27.º
Auditoria

1 - A verificação do cumprimento dos Códigos de Conduta previstos na alínea b) do n.º 1 do Artigo 25.º deve ser assegurada através de mecanismos de auditoria.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, o operador da rede de transporte, no desempenho das funções de Gestor de Sistema e Acerto de Contas, deve proceder à realização de auditorias internas ao seu funcionamento, com uma periodicidade anual.

3 - Os resultados das auditorias referidas no número anterior devem ser enviados à ERSE, até 31 de Março do ano seguinte àquele a que dizem respeito.

Secção II
Transporte de energia eléctrica

Artigo 28.º
Transporte de Energia Eléctrica

1 - A actividade de Transporte de Energia Eléctrica deve assegurar a operação da rede de transporte de energia eléctrica em condições técnicas e económicas adequadas.

2 - No âmbito da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, compete ao operador da rede de transporte:

a) Planear e promover o desenvolvimento da rede de transporte e interligação, de forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até aos pontos de entrega, assegurando o cumprimento dos padrões de segurança que lhe sejam aplicáveis.

b) Assegurar, a longo prazo, a capacidade necessária à segurança de abastecimento e a pedidos de acesso à rede de transporte, por parte dos utilizadores das redes, nos termos do disposto no RARI.

c) Proceder à manutenção da rede de transporte e interligação.

d) Receber a energia eléctrica dos centros electroprodutores ligados directamente à rede de transporte.

e) Receber energia eléctrica das redes com as quais a rede de transporte estiver ligada.

f) Coordenar o funcionamento da rede de transporte e interligação por forma a assegurar a veiculação de energia eléctrica dos pontos de recepção até aos pontos de entrega, observando os níveis de qualidade de serviço regulamentarmente estabelecidos.

g) Assegurar o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço que lhe sejam aplicáveis, nos termos do RQS.

h) Proceder à entrega de energia eléctrica através das interligações em MAT.

i) Proceder à entrega de energia eléctrica ao operador da rede de distribuição em MT e AT e às instalações consumidoras ligadas à rede de transporte.

j) Coordenar o funcionamento das instalações da rede de transporte com vista a assegurar a sua compatibilização com as instalações do operador da rede de distribuição em MT e AT, dos produtores, dos clientes e dos produtores em regime especial que a ela estejam ligados ou se pretendam ligar, indicando as características ou parâmetros essenciais para o efeito.

k) Manter um registo de queixas que lhe tenham sido apresentadas pelos restantes intervenientes no SEN.

3 - No âmbito da operação da rede de transporte, o tratamento das perdas de energia eléctrica é efectuado nos termos do disposto no RARI.

4 - Não é permitido ao operador da RNT adquirir energia eléctrica para efeitos de comercialização.

Artigo 29.º
Interrupção do fornecimento e recepção de energia eléctrica

Às interrupções do fornecimento de energia eléctrica aos operadores das redes de distribuição e a clientes ligados directamente à RNT, bem como às interrupções de recepção de energia eléctrica de centros electroprodutores, aplica-se, com as necessárias adaptações, o disposto na Secção IV do Capítulo IV do presente regulamento e as demais disposições legais aplicáveis.

Secção III
Gestão Global do Sistema

Artigo 30.º
Gestão Global do Sistema

A actividade de Gestão Global do Sistema compreende as funções Gestor de Sistema e Acerto de Contas.

Subsecção II
Gestor de Sistema

Artigo 31.º
Atribuições do Gestor de Sistema

1 - O Gestor de Sistema é a função da actividade de Gestão Global do Sistema que assegura a coordenação do funcionamento das instalações do SEN e das instalações ligadas a este sistema, abrangendo, entre outras, as seguintes atribuições:

a) Coordenação do funcionamento da rede de transporte, incluindo a gestão das interligações em MAT e dos pontos de entrega de energia eléctrica ao operador da rede de distribuição em MT e AT e a clientes ligados directamente à rede de transporte, observando os níveis de segurança e de qualidade de serviço estabelecidos.

b) Verificação técnica da operação do sistema eléctrico, após recebidas as informações do Acerto de Contas, relativas aos programas de produção e de consumo dos vários agentes de mercado.

c) Coordenação das indisponibilidades da rede de transporte.

d) Gestão das interligações, nomeadamente a determinação da capacidade disponível para fins comerciais e resolução de congestionamentos, nos termos do disposto no RARI.

e) Gestão dos serviços de sistema necessários ao balanço e operação em segurança do sistema eléctrico.

f) Identificação das necessidades de serviços de sistema.

g) Gestão de contratos com os agentes que fornecem serviços de sistema.

h) Gestão do mecanismo de garantia de potência, nos termos dispostos na legislação em vigor.

2 - No âmbito das suas atribuições, o Gestor de Sistema realiza previsões de consumo que são disponibilizadas publicamente na sua página na Internet.

3 - Sempre que se verifique uma diferença superior a 5%, em valor absoluto, entre a última previsão de consumo do SEN de um determinado dia de negociação no mercado diário do MIBEL e o consumo verificado nesse dia, o Gestor de Sistema deve divulgar as razões que possam justificar essa diferença, através da sua página na Internet e junto da ERSE, no prazo de 5 dias úteis.

4 - A previsão a que se refere o número anterior, deve ser realizada até às 17 horas da antevéspera do dia de negociação mencionado.

5 - No cumprimento das atribuições referidas nos números anteriores, o operador da rede de transporte deve observar o estabelecido no Regulamento de Operação das Redes e no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.

Artigo 32.º
Serviços de sistema

1 - O Gestor de Sistema deve assegurar a disponibilização dos serviços de sistema necessários para que o fornecimento de energia eléctrica se faça de acordo com os padrões de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço em vigor.

2 - As necessidades de serviços de sistema são identificadas pelo Gestor de Sistema, nos termos previstos no Regulamento de Operação das Redes e por ele publicitadas após aprovação pela ERSE.

3 - A contratação de serviços de sistema é efectuada de acordo com regras objectivas, transparentes e não discriminatórias que promovam a eficiência económica.

Artigo 33.º
Participação da procura na prestação de serviços de sistema

1 - Os clientes do SEN podem participar na gestão do sistema através da prestação dos serviços de sistema identificados no Regulamento de Operação das Redes, designadamente contratos de interruptibilidade.

2 - A valorização económica da prestação de serviços de sistema pelos clientes resulta da aplicação de mecanismos de contratação que promovam a eficiência económica nos termos da legislação aplicável.

Artigo 34.º
Participação da oferta no mecanismo de garantia de potência

1 - Com vista a promover a garantia de abastecimento, um adequado grau de cobertura da procura de electricidade e uma adequada gestão da disponibilidade dos centros electroprodutores é estabelecido um mecanismo de remuneração da garantia de potência disponibilizada pelos centros electroprodutores em regime ordinário.

2 - A valorização económica da garantia de potência será efectuada nos termos dispostos na legislação aplicável.

Subsecção III
Acerto de Contas

Artigo 35.º
Atribuições do Acerto de Contas

1 - O Acerto de Contas é a função da actividade de Gestão Global do Sistema que assegura a recepção da informação dos agentes de mercado sobre a quantificação física dos contratos bilaterais estabelecidos e das quantidades físicas contratadas por cada membro participante nos mercados organizados.

2 - O Acerto de Contas assegura igualmente a recolha e processamento dos dados necessários, procedendo à liquidação de desvios à programação de todos os agentes de mercado que transaccionem energia eléctrica através de contratação bilateral ou nos mercados organizados.

3 - O Acerto de Contas deve igualmente assegurar a recepção da informação dos agentes de mercado que sejam membros de mercados organizados ou que se tenham constituído como contraentes em contratos bilaterais, relativamente aos factos susceptíveis de influenciar o regular funcionamento do mercado ou a formação dos preços, nos termos previstos na Secção IV do Capítulo XII do presente regulamento.

4 - Constitui atribuição do Acerto de Contas a divulgação pública, de forma célere e não discriminatória, da informação prevista no número anterior.

5 - O exercício da função de Acerto de Contas deve obedecer ao disposto no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas previsto no artigo seguinte.

Artigo 36.º
Manual de Procedimentos do Acerto de Contas

1 - O Manual de Procedimentos do Acerto de Contas estabelece as regras relativas, designadamente, às seguintes matérias:

a) Condições para a adesão ao Sistema de Acerto de Contas.

b) Formato e conteúdo da informação a receber pelo Acerto de Contas relativa às quantidades físicas contratadas em mercados organizados.

c) Formato e conteúdo das comunicações de concretização de contratos bilaterais.

d) Liquidação de desvios.

e) Determinação das aquisições dos agentes de mercado.

f) Relacionamento entre a função Acerto de Contas e os operadores de mercado.

g) Condições a integrar no Contrato de Adesão ao Sistema de Acerto de Contas.

h) Modalidades e procedimentos de cálculo do valor das garantias a prestar pelos agentes de mercado que celebram contratos bilaterais.

i) Tipificação das situações excepcionais e dos procedimentos a adoptar.

j) Informação a transmitir pelo Acerto de Contas aos agentes de mercado, ao Agente Comercial e ao Gestor de Sistema.

k) Informação a receber pelo Acerto de Contas dos agentes de mercado, do Agente Comercial e do Gestor de Sistema.

l) Informação a tornar pública pelo Acerto de Contas a respeito de factos susceptíveis de influenciar o regular funcionamento do mercado ou a formação dos preços.

m) Descrição dos procedimentos associados à recolha, registo e divulgação da informação.

n) Descrição funcional dos programas informáticos utilizados.

o) Descrição do sistema de acerto de contas.

p) Matérias sujeitas a definição em Avisos a publicar pelo Acerto de Contas, nos termos do n.º 2.

2 - O Acerto de Contas poderá proceder à publicação de Avisos de concretização das matérias que entenda constituírem detalhe operacional, desde que essas matérias sejam objecto de identificação no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas e os Avisos em causa sejam previamente aprovados pela ERSE.

3 - Os Avisos previstos nos números anteriores, ainda que publicados autonomamente, consideram-se parte integrante do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

4 - O Manual de Procedimentos do Acerto de Contas é aprovado pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pelo operador da rede de transporte, no prazo de 120 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento.

5 - A ERSE, por sua iniciativa, ou mediante proposta do operador da rede de transporte, pode proceder à alteração do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, ouvindo previamente as entidades a quem este Manual se aplica, nos prazos estabelecidos pela ERSE.

6 - O operador da rede de transporte deve disponibilizar a versão actualizada do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas a qualquer entidade, designadamente na sua página na internet.

Artigo 37.º
Sistemas informáticos e de comunicação do Acerto de Contas

1 - O operador da rede de transporte deve manter operacionais os sistemas informáticos e de comunicação afectos ao Acerto de Contas.

2 - O operador da rede de transporte deve impedir qualquer transmissão de informação entre a função Acerto de Contas, a função Gestor de Sistema e o Agente Comercial, salvo nos casos expressamente previstos na regulamentação aplicável, através de adequados critérios de acesso aos sistemas informáticos e de comunicação afectos ao Acerto de Contas.

3 - O operador da rede de transporte deve dar conhecimento à ERSE de qualquer ligação do exterior com os sistemas previstos no número anterior.

4 - A proposta de Manual de Procedimentos do Acerto de Contas a apresentar à ERSE pelo operador da rede de transporte deve contemplar soluções que assegurem o cumprimento do disposto nos números anteriores.

Secção IV
Relacionamento comercial entre o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em MT e AT

Artigo 38.º
Facturação das entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

1 - O operador da rede de transporte factura ao operador da rede de distribuição em MT e AT as tarifas de uso da rede de transporte nos termos definidos nas alíneas seguintes:

a) A facturação dos encargos de energia e potência relativos ao uso da rede de transporte em MAT é obtida por aplicação dos preços da potência contratada, da potência em horas de ponta e da energia activa da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT às quantidades medidas nos pontos de medição definidos na alínea h) do Artigo 125.º.

b) A facturação dos encargos de energia e potência relativos ao uso da rede de transporte em AT é obtida por aplicação dos preços da potência contratada, da potência em horas de ponta e da energia activa da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT às quantidades medidas nos pontos de medição definidos nas alíneas b), c), e) e f), esta última relativamente ao saldo importador de energia eléctrica, todas do Artigo 125.º.

c) A facturação dos encargos de energia reactiva relativos ao uso da rede de transporte em MAT e AT será efectuada de acordo com o disposto no Artigo 276.º.

2 - O operador da rede de transporte factura ao operador da rede de distribuição em MT e AT a tarifa de Uso Global do Sistema, considerando as quantidades medidas nos pontos de medição definidos nas alíneas b), c), e), h) e f), esta última relativamente ao saldo importador de energia eléctrica, todas do Artigo 125.º.

Artigo 39.º
Modo e prazo de pagamento

1 - O modo e os meios de pagamento das facturas entre o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em MT e AT são objecto de acordo entre as partes.

2 - O prazo de pagamento das facturas referidas no número anterior é de 20 dias a contar da data de apresentação da factura.

Artigo 40.º

Mora

1 - O não pagamento da factura dentro do prazo estipulado para o efeito constitui o operador da rede de distribuição em MT e AT em mora.

2 - Os atrasos de pagamento ficam sujeitos a cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao do vencimento da correspondente factura.

3 - O atraso de pagamento da factura pode fundamentar a interrupção do fornecimento de energia eléctrica.

Capítulo IV
Operadores das Redes de Distribuição

Secção I
Disposições gerais

Artigo 41.º

Actividades dos operadores das redes de distribuição

1 - Sem prejuízo do disposto no n.º 3, os operadores das redes de distribuição asseguram o desempenho das suas atribuições de forma transparente e não discriminatória, separando as seguintes actividades:

a) Distribuição de Energia Eléctrica.

b) Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.

2 - A separação das actividades referidas no número anterior deve ser realizada em termos contabilísticos.

3 - Os operadores das redes de distribuição em BT que não sejam, simultaneamente, concessionárias da RND em MT e AT estão isentos da separação de actividades estabelecida nos números anteriores.

4 - O exercício pelos operadores das redes de distribuição das suas actividades está sujeito à observância dos seguintes princípios gerais:

a) Salvaguarda do interesse público.

b) Igualdade de tratamento e de oportunidades.

c) Não discriminação.

d) Transparência das decisões, designadamente através de mecanismos de informação e de auditoria.

Artigo 42.º

Independência no exercício das actividades dos operadores das redes de distribuição

1 - Tendo em vista garantir a separação das actividades previstas no artigo anterior, os responsáveis pelas actividades devem dispor de independência no exercício das suas competências funcionais.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, o operador da rede de distribuição deve observar, nomeadamente os seguintes princípios:

a) Os gestores do operador da rede de distribuição não podem integrar os órgãos sociais nem participar nas estruturas da empresa de electricidade integrada que tenha por actividade a exploração da produção, transporte ou comercialização de electricidade.

b) Os interesses profissionais dos gestores do operador da rede de distribuição devem ficar devidamente salvaguardados, de forma a assegurar a sua independência.

c) O operador da rede de distribuição deve dispor de um poder decisório efectivo e independente de outros intervenientes no SEN, designadamente no que respeita aos activos necessários para manter ou desenvolver a rede.

3 - Com o objectivo de assegurar os princípios estabelecidos no número anterior, os operadores das redes de distribuição devem adoptar as seguintes medidas:

a) Dispor de um Código de Conduta.

b) Diferenciar a sua imagem das restantes entidades que actuam no SEN.

c) Disponibilizar uma página na Internet autónoma das restantes entidades que actuam no SEN.

4 - O Código de Conduta previsto na alínea a) do n.º 3 deve conter as regras a observar no exercício das actividades do operador da rede de distribuição, incluindo as medidas necessárias para garantir a exclusão de comportamentos discriminatórios e o seu controlo de forma adequada, definindo as obrigações específicas dos funcionários para a prossecução destes objectivos.

5 - O Código de Conduta referido na alínea a) do n.º 3 deve estabelecer as regras a observar pelos responsáveis das actividades dos operadores das redes de distribuição, no que se refere à independência, imparcialidade, isenção e responsabilidade dos seus actos, designadamente

no relacionamento entre eles e os responsáveis pela operação da rede de transporte, os produtores, os comercializadores de último recurso, os comercializadores e os clientes.

6 - As regras estabelecidas nos termos previstos no n.º 4 e no n.º 5 devem considerar a adopção de medidas adequadas à salvaguarda dos direitos e interesses dos utilizadores da rede de distribuição, no âmbito do serviço de atendimento disponibilizado, designadamente em matéria de acesso a informação comercialmente sensível, de protecção de dados pessoais e de práticas comerciais desleais.

7 - Para efeitos do disposto no número anterior, os procedimentos utilizados no serviço de atendimento aos utilizadores da rede de distribuição devem assegurar a observância das regras de concorrência e da transparência das relações comerciais, evitando comportamentos que possam influenciar a escolha do comercializador de energia eléctrica.

8 - Os procedimentos a utilizar no serviço de atendimento aos utilizadores da rede de distribuição devem ser disponibilizados, de forma destacada do Código de Conduta onde se integram, na página da internet do operador da rede de distribuição e nos locais destinados ao atendimento presencial dos consumidores.

9 - No prazo de 60 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento, os operadores das redes de distribuição devem publicar, designadamente na sua página na Internet, o Código de Conduta referido na alínea a) do n.º 3 e enviar um exemplar à ERSE.

10 - A verificação do cumprimento do Código de Conduta do operador da rede de distribuição em MT e AT fica sujeita à realização de auditoria nos termos previsto no Artigo 8.º.

11 - Os operadores das redes de distribuição deverão submeter à apreciação prévia da ERSE, até 1 de Abril de 2009, uma proposta que concretize a diferenciação de imagem a que se refere a alínea b) do n.º 3.

12 - Os operadores das redes de distribuição em BT que não sejam, simultaneamente, concessionárias da RND em MT e AT estão isentos do cumprimento das obrigações previstas no presente artigo.

Artigo 43.º
Informação

1 - Os operadores das redes de distribuição, no desempenho das suas actividades, devem assegurar o registo e a divulgação da informação de forma a:

a) Concretizar os princípios da igualdade, da transparência e da independência enunciados no n.º 4 do Artigo 41.º e no Artigo 42.º.

b) Justificar perante as entidades com as quais se relacionam as decisões tomadas, sempre que solicitado.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores das redes de distribuição devem submeter à aprovação da ERSE, no prazo de 90 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento, uma proposta fundamentada sobre a lista da informação comercialmente sensível obtida no exercício das suas actividades que pretendam considerar de natureza confidencial.

3 - Os operadores das redes de distribuição devem tomar, na sua organização e funcionamento internos, as providências necessárias para que fiquem limitadas aos serviços, ou às pessoas que directamente intervêm em cada tipo específico de actividade e operação, as informações de natureza confidencial aprovadas pela ERSE de que hajam tomado conhecimento em virtude do exercício das suas funções, as quais ficam sujeitas a segredo profissional.

4 - O disposto no número anterior não é aplicável sempre que:

a) O operador da rede de distribuição e as pessoas indicadas no número anterior tenham de prestar informações ou fornecer outros elementos à ERSE.

b) Exista qualquer outra disposição legal que exclua o cumprimento desse dever.

c) A divulgação de informação ou o fornecimento dos elementos em causa tiverem sido autorizados por escrito pela entidade a que respeitam.

5 - Os operadores das redes de distribuição em BT que não sejam, simultaneamente, concessionárias da RND em MT e AT estão isentos do cumprimento do disposto no n.º 2.

Secção II
Actividades dos operadores das redes de distribuição

Artigo 44.º
Distribuição de Energia Eléctrica

1 - A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica deve assegurar a operação das redes de distribuição de energia eléctrica em condições técnicas e económicas adequadas.

2 - No âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, compete aos operadores das redes de distribuição:

a) Planear e promover o desenvolvimento das redes de distribuição que operam de forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até aos pontos de entrega,

assegurando o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço que lhe sejam aplicáveis.

b) Proceder à manutenção das redes de distribuição.

c) Garantir a existência de capacidade disponível de forma a permitir a realização do direito de acesso às redes, nas condições previstas no RARI.

d) Coordenar o funcionamento das redes de distribuição por forma a assegurar a veiculação de energia eléctrica dos pontos de recepção até aos pontos de entrega, observando os níveis de qualidade de serviço regulamentarmente estabelecidos.

e) Assegurar o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço que lhe sejam aplicáveis nos termos do RQS.

f) Coordenar o funcionamento das instalações das redes de distribuição com vista a assegurar a sua compatibilização com as instalações de outros operadores das redes de distribuição, dos produtores, dos clientes e dos produtores em regime especial que a ela estejam ligados ou se pretendam ligar.

g) Manter um registo de queixas que lhe tenham sido apresentadas pelos restantes intervenientes no SEN.

3 - Consideram-se incluídos na actividade de distribuição de energia eléctrica os serviços associados ao uso das redes de distribuição, nomeadamente a contratação, a leitura, a facturação e a cobrança, bem como as ligações às redes e a gestão do processo de mudança de comercializador.

4 - No âmbito da operação das redes de distribuição, o tratamento das perdas de energia eléctrica é efectuado nos termos do disposto no RARI.

5 - Não é permitido ao operador da RND adquirir energia eléctrica para efeitos de comercialização.

6 - Os proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica são recuperados através da aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição aos comercializadores, comercializadores de último recurso e clientes que sejam agentes de mercado, nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

7 - A facturação dos encargos de energia reactiva relativos ao uso da rede de distribuição será efectuada de acordo com o disposto no Artigo 276.º.

Artigo 45.º

Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

1 - A actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte corresponde à compra ao operador da rede de transporte dos serviços de uso global do sistema e de uso da rede de transporte e à venda destes serviços aos comercializadores, comercializadores de último recurso e clientes que sejam agentes de mercado.

2 - Os proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte são recuperados através da aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte, convertidas para o nível de tensão de entrega, às quantidades medidas nos pontos de medição relativos a clientes finais.

3 - O operador da rede de distribuição em MT e AT factura os encargos de energia reactiva relativos ao uso da rede de transporte nos pontos de medição definidos na alínea h) do Artigo 125.º de acordo com o disposto no Artigo 276.º.

Secção III

Relacionamento comercial entre o operador da rede de distribuição em MT e AT e os operadores das redes de distribuição que asseguram exclusivamente entregas em BT

Artigo 46.º

Facturação das entregas aos operadores das redes de distribuição que asseguram exclusivamente entregas em BT

1 - A facturação do operador da rede de distribuição em MT e AT ao operador da rede de distribuição que assegura entregas exclusivamente em BT inclui as seguintes parcelas:

a) Parcela relativa às entregas a clientes em BT de comercializadores ou clientes em BT que sejam agentes de mercado na área geográfica do operador de rede que assegura entregas exclusivamente em BT.

b) Parcela relativa às entregas aos clientes do comercializador de último recurso exclusivamente em BT, no caso deste ter optado por adquirir a energia eléctrica necessária para a satisfação dos consumos dos seus clientes nos mercados organizados ou através de contratação bilateral, nos termos da alínea b) do n.º 9 do Artigo 61.º.

2 - A parcela referida na alínea a) do número anterior resulta da aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte em AT, Uso da Rede de Distribuição em AT e

Uso da Rede de Distribuição em MT às quantidades medidas nos pontos de entrega dos clientes em BT.

3 - A parcela referida na alínea b) do n.º 1 resulta da diferença entre a facturação obtida por aplicação das tarifas de Vendas a Clientes Finais em BT às quantidades medidas nos pontos de entrega dos clientes em BT e a facturação resultante da aplicação das tarifas de Energia, Uso da Rede de Distribuição em BT e Comercialização em BT às mesmas quantidades.

4 - Os operadores das redes de distribuição que asseguram exclusivamente entregas em BT devem prestar ao operador da rede de distribuição em MT e AT, nos termos e prazos a acordar entre as partes, a informação necessária para proceder à facturação prevista no n.º 1.

5 - Por acordo entre o operador da rede de distribuição em MT e AT e os operadores das redes de distribuição que asseguram exclusivamente entregas em BT, a facturação das tarifas de acesso relativas a entregas a clientes em BT de comercializadores ou de clientes que sejam agentes de mercado pode ser efectuada pelo operador da rede de distribuição em MT e AT.

6 - No caso do operador da rede de distribuição que assegura entregas exclusivamente em BT, enquanto comercializador de último recurso, adquirir a energia eléctrica para satisfação dos consumos dos seus clientes ao comercializador de último recurso nos termos da alínea a) do n.º 9 do Artigo 61.º, aplicam-se as regras de facturação estabelecidas no Artigo 67.º.

Artigo 47.º
Modo e prazo de pagamento

1 - O modo e os meios de pagamento das facturas entre o operador da rede de distribuição em MT e AT e os operadores das redes de distribuição que asseguram exclusivamente entregas em BT são objecto de acordo entre as partes.

2 - O prazo de pagamento das facturas referidas no número anterior é de 26 dias a contar da data de apresentação da factura.

Artigo 48.º
Mora

1 - O não pagamento da factura dentro do prazo estipulado para o efeito, constitui os operadores das redes de distribuição que asseguram exclusivamente entregas em BT em mora.

2 - Os atrasos de pagamento ficam sujeitos a cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao do vencimento da correspondente factura.

3 - O atraso de pagamento da factura pode fundamentar a interrupção do fornecimento de energia eléctrica.

Secção IV
Interrupção do fornecimento e recepção de energia eléctrica

Artigo 49.º
Motivos de interrupção

1 - O fornecimento de energia eléctrica pode ser interrompido pelos operadores das redes pelas seguintes razões:

a) Casos fortuitos ou de força maior.

b) Razões de interesse público.

c) Razões de serviço.

d) Razões de segurança.

e) Facto imputável aos operadores de outras redes.

f) Facto imputável ao cliente.

g) Acordo com o cliente.

2 - Os operadores das redes podem interromper a recepção da energia eléctrica produzida por produtores que causem perturbações que afectem a qualidade de serviço do SEN legalmente estabelecida quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, aqueles produtores, após aviso do operador, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

Artigo 50.º
Interrupções por casos fortuitos ou de força maior

Para efeitos da presente Secção, consideram-se interrupções por casos fortuitos ou de força maior as decorrentes das situações enunciadas no Regulamento da Qualidade de Serviço.

Artigo 51.º
Interrupções por razões de interesse público

1 - Consideram-se interrupções por razões de interesse público, nomeadamente, as que decorram de execução de planos nacionais de emergência energética, declarada ao abrigo de legislação específica, designadamente do planeamento civil de emergência e das crises

energéticas, bem como as determinadas por entidade administrativa competente, sendo que, neste último caso, o restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica fica sujeito a autorização prévia dessa entidade.

2 - Na ocorrência do disposto no número anterior, os operadores das redes devem avisar as entidades que possam vir a ser afectadas pela interrupção, por intermédio de meios de comunicação social de grande audiência na região ou por outros meios ao seu alcance que proporcionem uma adequada divulgação, com a antecedência mínima de trinta e seis horas.

3 - A ocorrência das interrupções atrás referidas dá origem a indemnização por parte do operador, caso este não tenha tomado as medidas adequadas para evitar tais situações, de acordo com a avaliação das entidades competentes.

Artigo 52.º
Interrupções por razões de serviço

1 - Consideram-se interrupções por razões de serviço as que decorram da necessidade imperiosa de realizar manobras, trabalhos de ligação, reparação ou conservação da rede.

2 - As interrupções por razões de serviço só podem ter lugar quando esgotadas todas as possibilidades de alimentação alternativa a partir de instalações existentes.

3 - O número máximo de interrupções por razões de serviço é de cinco por ano e por cliente afectado, não podendo cada interrupção ter uma duração superior a oito horas.

4 - Os operadores das redes têm o dever de minimizar o impacte das interrupções junto dos clientes, adoptando, para o efeito, nomeadamente os seguintes procedimentos:

a) Pôr em prática procedimentos e métodos de trabalho que, sem pôr em risco a segurança de pessoas e bens, minimizem a duração da interrupção.

b) Acordar com os clientes a afectar a ocasião da interrupção, sempre que a razão desta e o número de clientes a afectar o possibilite.

c) Comunicar a interrupção às entidades que possam vir a ser afectadas, por aviso individual, ou por intermédio de meios de comunicação social de grande audiência na região ou ainda por outros meios ao seu alcance que proporcionem uma adequada divulgação, com a antecedência mínima de trinta e seis horas, devendo, ainda, o meio de comunicação ter em conta a natureza das instalações consumidoras.

5 - Caso não seja possível o acordo previsto na alínea b) do número anterior, as interrupções devem ter lugar, preferencialmente, ao Domingo, entre as cinco e as quinze horas.

6 - As situações de excepção, que não permitam o cumprimento do disposto nos números anteriores, devem ser comunicadas à ERSE e, sempre que possível, antes da sua ocorrência.

7 - A ocorrência das interrupções atrás referidas dá origem a indemnização por parte do operador, caso este não tenha tomado as medidas adequadas para evitar tais situações, de acordo com a avaliação das entidades competentes.

Artigo 53.º
Interrupções por razões de segurança

1 - O fornecimento de energia eléctrica pode ser interrompido quando a sua continuação possa pôr em causa a segurança de pessoas e bens, considerando-se, nomeadamente, os deslastres de cargas, automáticos ou manuais, efectuados para garantir a segurança ou estabilidade do sistema eléctrico.

2 - Por solicitação das entidades afectadas, os operadores das redes devem apresentar justificação das medidas tomadas, incluindo, se aplicável, o plano de deslastre em vigor no momento da ocorrência.

Artigo 54.º
Interrupções por facto imputável aos operadores de outras redes

1 - O operador da RNT pode interromper a entrega de energia eléctrica aos distribuidores ligados à RNT que causem perturbações que afectem a qualidade de serviço do SEN legalmente estabelecida quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, aquelas entidades, após aviso do operador da RNT, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

2 - O operador da RND em MT e AT pode interromper a entrega de energia eléctrica aos distribuidores em BT ligados à RND que causem perturbações que afectem a qualidade de serviço do SEN legalmente estabelecida quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, aquelas entidades, após aviso do operador da RND, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

Artigo 55.º
Interrupções por facto imputável ao cliente

1 - O fornecimento de energia eléctrica pode ser interrompido pelo operador de rede por facto imputável ao cliente nas seguintes situações:

a) Impossibilidade de acordar data para leitura extraordinária dos equipamentos de medição, nos termos referidos no Artigo 150.º.

b) Impedimento de instalação de dispositivos de controlo da potência nas instalações de clientes em BTN, nos termos previstos no Artigo 148.º.

c) Impedimento de acesso ao equipamento de medição.

d) A instalação seja causa de perturbações que afectem a qualidade técnica do fornecimento a outros utilizadores da rede, de acordo com o disposto no RQS.

e) Alteração da instalação de utilização não aprovada pela entidade administrativa competente.

f) Incumprimento das disposições legais e regulamentares relativas às instalações eléctricas, no que respeita à segurança de pessoas e bens.

g) Cedência de energia eléctrica a terceiros, quando não autorizada nos termos do Artigo 177.º do presente regulamento.

h) O cliente deixa de ser titular de um contrato de fornecimento ou, no caso de cliente que seja agente de mercado, de um contrato de uso das redes.

i) Quando solicitado pelos comercializadores de último recurso, nas situações previstas no n.º 1 do Artigo 202.º.

2 - A interrupção do fornecimento nas condições previstas no número anterior, só pode ter lugar após pré-aviso, com uma antecedência mínima relativamente à data em que irá ocorrer, salvo no caso previsto na alínea f), caso em que deve ser imediata.

3 - Nos casos previstos nas alíneas a), b), c), e), g) e i) do n.º 1, a antecedência mínima é fixada em 10 dias.

4 - Nos casos previstos na alínea d) do n.º 1, a antecedência mínima deve ter em conta as perturbações causadas e as acções necessárias para as eliminar.

5 - A interrupção do fornecimento nas situações previstas na alínea h) do n.º 1 não pode ocorrer antes de decorridos os prazos definidos na metodologia a adoptar na gestão do processo de mudança de comercializador aprovada pela ERSE, nos termos do Capítulo X deste regulamento.

6 - Do pré-aviso referido no presente artigo devem constar o motivo da interrupção do fornecimento, os meios ao dispor do cliente para evitar a interrupção, as condições de restabelecimento, bem como os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento devidos por facto imputável ao cliente.

Artigo 56.º

Preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento

1 - Os comercializadores ou clientes que sejam agentes de mercado são responsáveis pelo pagamento dos serviços de interrupção e de restabelecimento ao operador de rede, sem prejuízo do direito de regresso dos comercializadores sobre os seus clientes.

2 - Os clientes em BT podem solicitar o restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos máximos estabelecidos no RQS para dar início à reparação de avarias na alimentação individual dos clientes, mediante o pagamento de uma quantia a fixar pela ERSE.

3 - Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento são publicados anualmente pela ERSE, sem prejuízo do n.º 5.

4 - Para efeitos do disposto nos n.^{os} 2 e 3, os operadores das redes devem apresentar proposta fundamentada à ERSE, até 15 de Setembro de cada ano.

5 - Os operadores das redes de distribuição podem disponibilizar serviços opcionais e estabelecer os seus preços, no respeito dos princípios indicados no Artigo 7.º.

Capítulo V
Comercializadores de último recurso e comercializadores

Secção I
Disposições gerais

Artigo 57.º

Comercialização de energia eléctrica

1 - O exercício da actividade de comercialização de energia eléctrica consiste na compra e na venda de energia eléctrica, para comercialização a clientes ou outros agentes de mercado.

2 - A comercialização de energia eléctrica pode ser exercida pelos seguintes tipos de comercializadores:

a) Comercializadores de último recurso.

b) Comercializadores.

Artigo 58.º

Acesso e utilização das redes

1 - O acesso às redes pelos comercializadores de último recurso e pelos comercializadores processa-se de acordo com o estabelecido nos contratos de uso das redes, celebrados nos termos previstos no RARI.

2 - Os operadores das redes de distribuição em BT que não sejam, simultaneamente, concessionárias da RND em MT e AT estão isentos do cumprimento do disposto no número anterior.

Secção II
Comercializadores de último recurso

Subsecção I
Actividades dos comercializadores de último recurso

Artigo 59.º

Actividades dos comercializadores de último recurso

1 - Os comercializadores de último recurso asseguram o desempenho das seguintes actividades:

a) Compra e Venda de Energia Eléctrica.

b) Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.

c) Comercialização.

2 - A actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica dos comercializadores de último recurso corresponde à compra da energia eléctrica necessária para satisfazer os fornecimentos aos seus clientes, bem como à venda de quantidades excedentárias, nos termos do disposto no Artigo 61.º.

3 - A actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição corresponde à transferência para os operadores das redes de distribuição dos valores relativos ao uso global do sistema, uso da rede de transporte e uso da rede de distribuição pelos clientes do comercializador de último recurso.

4 - A actividade de Comercialização desempenhada pelos comercializadores de último recurso engloba a estrutura comercial afecta à venda de energia eléctrica aos seus clientes, bem como a contratação, a facturação e o serviço de cobrança de energia eléctrica.

Artigo 60.º

Independência no exercício das actividades do comercializador de último recurso

1 - A comercialização de energia eléctrica de último recurso deve ser separada juridicamente das restantes actividades do SEN, incluindo outras formas de comercialização, devendo ser exercida segundo critérios de independência.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, o comercializador de último recurso deve observar, nomeadamente os seguintes princípios:

a) Os administradores e os quadros de gestão do comercializador de último recurso não podem integrar os órgãos sociais ou participar nas estruturas de empresas que exerçam quaisquer outras actividades do SEN, sem prejuízo do estabelecido no n.º 3 do Artigo 36.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro.

b) O comercializador de último recurso deve actuar de acordo com os princípios da independência, imparcialidade, isenção e responsabilidade dos seus actos no exercício das suas funções.

c) O comercializador de último recurso deve desenvolver, na sua organização e funcionamento internos, as providências necessárias para que fiquem limitadas aos serviços, ou às pessoas que directamente intervêm em cada tipo específico de actividade e operação, as informações de natureza confidencial de que tenham tomado conhecimento no âmbito do exercício das suas funções, as quais ficam sujeitas a segredo profissional.

3 - Com o objectivo de assegurar o cumprimento dos princípios estabelecidos no número anterior, o comercializador de último recurso deve adoptar as seguintes medidas:

a) Dispor de um código de Conduta.

b) Diferenciar a sua imagem das restantes entidades que actuam no SEN.

c) Disponibilizar uma página na internet autónoma das páginas das restantes entidades que actuam no SEN.

4 - O Código de Conduta previsto na alínea a) do n.º 3 deve conter as regras a observar no exercício das actividades do comercializador de último recurso, incluindo as medidas necessárias para garantir a exclusão de comportamentos discriminatórios e o cumprimento e controlo das obrigações específicas dos funcionários para a prossecução destes objectivos.

5 - As regras estabelecidas nos termos previstos no n.º 4 devem considerar a adopção das medidas adequadas à salvaguarda dos direitos e interesses dos clientes do comercializador de último recurso, no âmbito do serviço de atendimento disponibilizado, designadamente em

matéria de acesso a informação comercialmente sensível, de protecção de dados pessoais e de práticas comerciais desleais.

6 - Para efeitos do disposto no número anterior, os procedimentos utilizados no serviço de atendimento aos clientes do comercializador de último recurso devem assegurar a observância das regras de concorrência e da transparência das relações comerciais, evitando comportamentos que possam constituir uma vantagem comercial comparativa do comercializador do mesmo grupo empresarial que actua em regime de mercado.

7 - Os procedimentos a utilizar no serviço de atendimento aos clientes do comercializador de último recurso devem ser disponibilizados, de forma destacada do Código de Conduta onde se integram, na página na internet do comercializador de último recurso e nos locais destinados ao atendimento presencial dos consumidores.

8 - No prazo de 60 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento, o comercializador de último recurso deve publicar, designadamente na sua página na Internet, o Código de Conduta previsto na alínea a) do n.º 3 e enviar um exemplar à ERSE.

9 - A verificação do cumprimento do Código de Conduta do comercializador de último recurso fica sujeita à realização de auditoria nos termos previstos no Artigo 8.º.

10 - Os comercializadores de último recurso deverão submeter à apreciação prévia da ERSE até 1 de Abril de 2009, uma proposta que concretize a diferenciação de imagem a que se refere a alínea b) do n.º 3.

11 - Os comercializadores de último recurso exclusivamente em BT estão isentos das obrigações previstas no presente artigo.

Artigo 61.º
Compra e venda de energia eléctrica

1 - Os comercializadores de último recurso, no âmbito da sua actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, devem assegurar a compra de energia eléctrica que permita satisfazer os consumos dos seus clientes.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, o comercializador de último recurso:

a) Deve adquirir a energia eléctrica produzida pelos produtores em regime especial, considerando o disposto no artigo seguinte.

b) Deve adquirir a energia eléctrica produzida por microprodutores ao abrigo do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro, que tenha sido vendida a comercializadores ou comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.

c) Deve adquirir energia eléctrica em leilões únicos de âmbito ibérico, previstos em legislação específica e nas condições aí expressas.

d) Pode adquirir energia eléctrica para abastecer os seus clientes em mercados organizados.

e) Pode adquirir energia eléctrica através de contratos bilaterais com produtores, comercializadores, ou com o Agente Comercial.

3 - Os contratos estabelecidos no âmbito da alínea d) do número anterior estão sujeitos à aprovação da ERSE, nos termos do artigo 49.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, e do artigo 55.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

4 - Em casos excepcionais, a ERSE poderá definir limites máximos de preço temporários a introduzir nas ofertas de compra pelos comercializadores de último recurso nos mercados organizados.

5 - Na compra de energia eléctrica, os comercializadores de último recurso devem observar os princípios da transparência, da minimização dos custos e da promoção da liquidez dos mercados organizados.

6 - O comercializador de último recurso, no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica poderá proceder à venda de quantidades excedentárias de energia eléctrica em mercados organizados.

7 - Para efeitos do número anterior, considera-se que existem quantidades excedentárias de energia eléctrica apenas nas circunstâncias em que a soma da energia eléctrica adquirida no âmbito das alíneas a), b) e c) do n.º 2 excede as necessidades de energia eléctrica que permita satisfazer os consumos dos clientes do comercializador de último recurso, sendo o seu valor apurado pela respectiva diferença.

8 - O comercializador de último recurso, no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, recupera o défice tarifário de 2006 e 2007 resultante da limitação dos acréscimos tarifários aos clientes em BT nos termos previstos no Artigo 63.º.

9 - Os comercializadores de último recurso exclusivamente em BT podem adquirir a totalidade da energia eléctrica necessária à satisfação dos consumos dos seus clientes de acordo com as seguintes alternativas:

a) Ao comercializador de último recurso, nos termos previstos no Artigo 67.º.

b) Através da celebração de contratos bilaterais e da contratação de energia eléctrica em mercados organizados.

Artigo 62.º

Diferença de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial

1 - A aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial concede ao comercializador de último recurso o direito de recebimento da diferença entre os custos de aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial e os custos que corresponderiam à aquisição da mesma quantidade de energia eléctrica aos produtores em regime ordinário, calculada nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário.

2 - A diferença de custos anual e os valores mensais a transferir pelo operador da rede de distribuição em MT e AT para o comercializador de último recurso são publicados pela ERSE e determinados nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário.

3 - As formas e os meios de pagamento da diferença de custos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial devem ser objecto de acordo entre o comercializador de último recurso e o operador da rede de distribuição em MT e AT.

4 - O prazo de pagamento dos valores mensais é de 25 dias a contar do último dia do mês a que dizem respeito.

5 - O não pagamento dentro do prazo estipulado para o efeito constitui o operador da rede de distribuição em MT e AT em mora.

6 - Os atrasos de pagamento ficam sujeitos a cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao do vencimento do pagamento de cada valor mensal.

Artigo 63.º

Recuperação do défice tarifário de 2006 e 2007 resultante da limitação dos acréscimos tarifários em clientes em BT

1 - O comercializador de último recurso tem direito à recuperação do défice tarifário de 2006 e 2007 resultante da limitação dos acréscimos tarifários aos clientes em BT nos termos previstos nos números seguintes.

2 - Os valores correspondentes à recuperação do défice tarifário de 2006 e 2007 são transferidos pelo operador da rede de distribuição em MT e AT para o comercializador de último recurso.

3 - O montante anual e os valores mensais a transferir pelo operador da rede de distribuição em MT e AT para o comercializador de último recurso são publicados pela ERSE e determinados nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário.

4 - As formas e os meios de pagamento dos montantes correspondentes à recuperação do défice tarifário devem ser objecto de acordo entre o comercializador de último recurso e o operador da rede de distribuição em MT e AT.

5 - O prazo de pagamento dos valores mensais é de 25 dias a contar do último dia do mês a que dizem respeito.

6 - O não pagamento dentro do prazo estipulado para o efeito constitui o operador da rede de distribuição em MT e AT em mora.

7 - Os atrasos de pagamento ficam sujeitos a cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao do vencimento do pagamento de cada valor mensal.

8 - O disposto nos números 3 a 7 do presente artigo é igualmente aplicável aos ajustamentos tarifários a que se refere o n.º 2 do artigo 1.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro.

9 - Para assegurar o cumprimento das obrigações a que respeita o n.º 2 do presente artigo, o operador da rede de distribuição deve prestar, a favor do comercializador de último recurso, garantia idónea com o valor e nas modalidades a acordar entre as partes.

Artigo 64.º
Custos com a aplicação da tarifa social

1 - A aplicação da tarifa social, definida nos termos do Artigo 3.º, concede ao comercializador de último recurso o direito ao recebimento do diferencial entre a tarifa simples equivalente e a tarifa social aplicada aos clientes finais, nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário.

2 - Mensalmente o comercializador de último recurso factura ao operador da rede de distribuição em MT e AT o diferencial de custo com a aplicação da tarifa social.

3 - As formas e os meios de pagamento do diferencial de custo com a aplicação da tarifa social devem ser objecto de acordo entre o comercializador de último recurso e o operador da rede de distribuição em MT e AT.

Artigo 65.º

Informação sobre a compra de energia eléctrica

1 - O comercializador de último recurso deve fornecer à ERSE a informação necessária à avaliação das condições de compra de energia eléctrica para satisfação dos consumos dos seus clientes.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, o comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 31 de Março do ano seguinte àquele a que se refere, um relatório que inclua, entre outras, as seguintes informações:

a) Justificação das estratégias de aprovisionamento e de cobertura de risco adoptadas, incluindo uma análise das diferenças verificadas relativamente à informação enviada à ERSE sobre esta matéria, nos termos previstos no Regulamento Tarifário.

b) Quantidades de energia eléctrica e pagamentos efectuados no âmbito dos contratos celebrados com produtores em regime especial.

c) Quantidades de energia eléctrica adquiridas a comercializadores ou comercializadores de último recurso exclusivamente em BT que provenha de vendas de microprodutores, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro.

d) Preços, quantidades e duração de cada um dos contratos bilaterais celebrados com produtores de energia eléctrica ou outros comercializadores.

e) Preços e quantidades de energia eléctrica contratada no âmbito dos mercados organizados a prazo, mencionando os produtos contratados, respectivas maturidades e a forma de liquidação.

f) Preços, quantidades e desagregação horária da energia eléctrica contratada em mercados organizados diários e intradiários.

g) Preços, quantidades e desagregação horária de energia de regulação, custos de restrições e outros conceitos imputados pelo Acerto de Contas em função da energia final adquirida nos mercados ou programada em contratos bilaterais.

Subsecção II
Relacionamento comercial entre o comercializador de último recurso e os comercializadores de último recurso exclusivamente em BT

Artigo 66.º
Norma remissiva

Ao relacionamento comercial entre o comercializador de último recurso e os comercializadores de último recurso exclusivamente em BT no âmbito da alínea a) do n.º 9 do Artigo 61.º aplicam-se as disposições constantes do presente capítulo e do Capítulo XI, relativas ao fornecimento de energia eléctrica aos clientes em MT, sem prejuízo do disposto no artigo seguinte.

Artigo 67.º
Facturação dos fornecimentos aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT

1 - Sem prejuízo do disposto no Artigo 275.º, a facturação dos fornecimentos do comercializador de último recurso aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT pode ser efectuada de acordo com as seguintes alternativas:

a) Por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT às quantidades referidas no n.º 2.

b) Nos termos previstos no n.º 3.

2 - Aos consumos de energia activa registados nos equipamentos de medição instalados nos pontos de entrega em MT, em cada período de integração de 15 minutos, devem ser descontados os consumos de energia activa agregados por ponto de entrega dos clientes em BT dos outros comercializadores, devidamente ajustados para perdas na rede de BT e após aplicação do respectivo perfil de consumo tipo.

3 - A facturação é determinada pela diferença entre a facturação obtida por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BT às quantidades referidas no n.º 4 e a facturação obtida por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em BT e Comercialização em BT, às mesmas quantidades.

4 - Para efeitos de facturação dos fornecimentos referidos no número anterior, consideram-se as quantidades medidas nos pontos de entrega dos clientes dos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.

5 - No caso dos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT adquirirem a energia eléctrica para satisfação dos consumos dos seus clientes nos mercados organizados

ou através de contratação bilateral, nos termos da alínea b) do n.º 9 do Artigo 61.º, aplicam-se as regras de facturação estabelecidas para as entregas referidas na alínea b) do n.º 1 do Artigo 46.º.

Secção III
Comercializadores

Artigo 68.º
Aquisição de energia eléctrica

1 - O comercializador é responsável pela aquisição de energia eléctrica para abastecer os consumos dos clientes agregados na sua carteira, bem como para a satisfação de contratos bilaterais em que actue como agente vendedor.

2 - Para efeitos do número anterior, o comercializador pode adquirir ou vender energia eléctrica através das seguintes modalidades de contratação:

a) Contratação em mercados organizados, nos termos previstos na Secção II do Capítulo XII do presente regulamento.

b) Contratação bilateral, nos termos previstos na Secção III do Capítulo XII do presente regulamento.

Artigo 69.º
Relacionamento comercial dos comercializadores

1 - O relacionamento comercial entre os comercializadores e os seus clientes processa-se de acordo com as regras constantes do Capítulo XI do presente regulamento.

2 - O relacionamento comercial entre os comercializadores e os operadores das redes é estabelecido através da celebração de contratos de uso das redes, nos termos previstos no RARI.

Artigo 70.º
Informação sobre preços

1 - Os comercializadores devem publicitar os preços que se propõem praticar, utilizando para o efeito as modalidades de atendimento e de informação aos clientes previstas no Regulamento da Qualidade de Serviço.

2 - Os comercializadores devem enviar à ERSE, a seguinte informação sobre preços:

a) A tabela de preços de referência que se propõem praticar, com a periodicidade anual.

b) Os preços efectivamente praticados nos meses anteriores, com a periodicidade trimestral.

3 - O conteúdo e a desagregação de informação a enviar pelos comercializadores é aprovada pela ERSE, na sequência de consulta aos comercializadores.

4 - A ERSE divulga periodicamente informação sobre os preços de referência relativos aos fornecimentos em BT dos comercializadores, designadamente na sua página na Internet, com vista a informar os clientes das diversas opções de preço disponíveis no mercado.

Capítulo VI
Agente Comercial

Artigo 71.º
Atribuições do Agente Comercial

1 - O Agente Comercial assegura as seguintes atribuições:

a) Gestão de contratos.

b) Compra de toda a energia eléctrica às centrais com CAE.

c) Venda de energia eléctrica adquirida às centrais com CAE.

2 - O Agente Comercial actua de forma independente relativamente às actividades de Transporte de Energia Eléctrica e de Gestão Global do Sistema do operador da rede de transporte, devendo assegurar a separação contabilística e organizativa em relação àquelas actividades.

3 - No exercício das suas atribuições, o Agente Comercial deve obedecer ao disposto no Manual de Procedimentos do Agente Comercial previsto no Artigo 73.º.

Artigo 72.º
Independência no exercício das funções do Agente Comercial

1 - Tendo em vista a plena realização do princípio da independência no exercício das suas atribuições, os responsáveis pela gestão do Agente Comercial devem dispor de independência no exercício das suas competências, no que se refere às relações com o Gestor de Sistema e Acerto de Contas.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, o Agente Comercial deve elaborar um Código de Conduta com as regras a observar no exercício das suas atribuições.

3 - O Código de Conduta referido no número anterior deve estabelecer as regras a observar pelo Agente Comercial no que se refere à independência, imparcialidade, isenção e responsabilidade dos seus actos, designadamente no relacionamento com o Gestor de Sistema, Acerto de Contas, produtores e comercializador de último recurso.

4 - No prazo de 60 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento, o Agente Comercial deve publicar, designadamente na sua página na internet, o Código de Conduta referido no n.º 2 e enviar um exemplar à ERSE.

5 - A verificação do cumprimento do Código de Conduta do Agente Comercial fica sujeita à realização de auditoria nos termos do Artigo 8.º.

Artigo 73.º
Manual de Procedimentos do Agente Comercial

1 - O Manual de Procedimentos do Agente Comercial deve regular, designadamente, as seguintes matérias:

a) Relacionamento comercial com as entidades com as quais o Agente Comercial possua contratos.

b) A comercialização da energia eléctrica, potência e serviços de sistema das centrais com CAE.

c) Informação a transmitir pelo Acerto de Contas ao Agente Comercial.

d) Informação a receber pelo Agente Comercial do Acerto de Contas.

e) O processo de contabilização dos ganhos comerciais.

f) Descrição dos procedimentos associados à recolha, registo e divulgação da informação.

2 - O Manual de Procedimentos do Agente Comercial é aprovado pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pela entidade concessionária da RNT, no prazo de 90 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento.

3 - A ERSE, por sua iniciativa, ou mediante proposta da entidade concessionária da RNT, pode proceder à alteração do Manual de Procedimentos do Agente Comercial, ouvindo previamente as entidades a quem este Manual se aplica, nos prazos estabelecidos pela ERSE.

4 - O Agente Comercial deve disponibilizar a versão actualizada do Manual de Procedimentos do Agente Comercial a qualquer entidade abrangida pela sua aplicação, designadamente na sua página na internet.

Artigo 74.º

Sistemas informáticos e de comunicação do Agente Comercial

1 - O Agente Comercial deve manter os sistemas informáticos e de comunicação adequados ao desenvolvimento eficiente das suas atribuições.

2 - A entidade concessionária da RNT deve impedir qualquer transmissão de informação entre o Agente Comercial e as funções de Gestor de Sistema e de Acerto de Contas, com excepção dos casos expressamente previstos na regulamentação aplicável, através de adequados critérios de acesso aos sistemas informáticos e de comunicação afectos ao Agente Comercial.

3 - O Agente Comercial deve dar conhecimento à ERSE de qualquer ligação do exterior com os sistemas previstos no número anterior.

4 - A proposta de Manual de Procedimentos do Agente Comercial a apresentar à ERSE pela entidade concessionária da RNT deve contemplar soluções que assegurem o cumprimento do disposto nos números anteriores.

Artigo 75.º

Gestão de contratos

A gestão de contratos, prevista na alínea a) do n.º 1 do Artigo 71.º, inclui a gestão dos CAE e dos seus contratos complementares.

Artigo 76.º

Compra e venda de energia eléctrica

1 - O Agente Comercial adquire energia eléctrica aos produtores com CAE.

2 - A venda de energia eléctrica pelo Agente Comercial realiza-se através das seguintes modalidades:

a) Participação em mercados organizados.

b) Leilões de capacidade virtual, nas quantidades de energia previstas na execução dos direitos atribuídos no âmbito dos respectivos leilões.

c) Contratação bilateral que resulte de leilões ibéricos para abastecimento dos comercializadores de último recurso, nos termos e condições definidas na legislação que os aprova.

d) Contratação bilateral, nos termos previstos na Secção III do Capítulo XII do presente regulamento.

e) Participação em mercados de serviços de sistema.

3 - Os contratos estabelecidos no âmbito da alínea d) do número anterior estão sujeitos à aprovação prévia da ERSE.

4 - O Agente Comercial é obrigado a realizar ofertas de venda de energia eléctrica nos mercados organizados, ou em contratos bilaterais aprovados pela ERSE, para a totalidade da energia eléctrica adquirida aos produtores com CAE, à excepção da parte fixada em disposição legal, designadamente a que corresponde à execução dos direitos transaccionados nos leilões de capacidade.

5 - O Agente Comercial, nas situações em que se veja tecnicamente impedido de dar cumprimento às obrigações contratuais e comerciais estabelecidas nas modalidades previstas no n.º 2, poderá adquirir a correspondente energia em mercados organizados para suprir as faltas detectadas.

6 - O Agente Comercial deve recorrer aos mercados organizados sempre que tal se justifique por razões de optimização da gestão da energia dos contratos.

Artigo 77.º
Informação

1 - O Agente Comercial deve proceder à divulgação da informação necessária para fundamentar e caracterizar as decisões tomadas no âmbito das indisponibilidades das centrais com CAE.

2 - O Agente Comercial deve proceder à divulgação da informação relativa a leilões de capacidade virtual de produção de energia eléctrica, explicitando, para cada leilão:

a) Quantidade e preço de abertura do leilão.

b) Relação entre a procura e a oferta em leilão.

c) Quantidade colocada e preço de fecho do leilão.

3 - A divulgação da informação deve ser feita, nomeadamente, através das seguintes formas:

a) Publicações periódicas.

b) Meios de divulgação electrónica.

4 - O conteúdo das diferentes formas de divulgação, bem como a periodicidade das publicações e a identificação das entidades às quais estas devam ser enviadas, devem obedecer às regras definidas no Manual de Procedimentos do Agente Comercial.

5 - O Agente Comercial deve submeter à aprovação da ERSE, no prazo de 90 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento, uma proposta fundamentada sobre a lista da informação comercialmente sensível obtida no exercício das suas actividades que pretenda considerar de natureza confidencial.

6 - O acesso aos registos da informação classificada como comercialmente sensível nos termos do número anterior deve ser restrito, devendo ser tomadas as precauções adequadas para o efeito.

7 - O Agente Comercial deve manter registo de toda a informação produzida no âmbito das suas actividades.

8 - A informação registada deve ser conservada durante um período mínimo de 5 anos.

Capítulo VII
Custos para a manutenção do equilíbrio contratual

Artigo 78.º
Facturação e cobrança dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual

1 - O presente artigo estabelece a forma como se processam as relações comerciais no âmbito da facturação e cobrança dos montantes relativos aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual definidos no Decreto-Lei nº 240/2004, de 27 de Dezembro, com as alterações introduzidas pelo nº 199/2007, de 18 de Maio.

2 - Os montantes relativos aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual são constituídos pelos encargos repercutidos na parcela fixa e na parcela de acerto da tarifa UGS em conformidade com o definido no Decreto-Lei nº 240/2004, de 27 de Dezembro, com as alterações introduzidas pelo nº 199/2007, de 18 de Maio.

3 - Os operadores das redes de transporte e de distribuição de energia eléctrica devem comunicar à ERSE, até ao 3.º dia útil de cada mês, o valor da potência contratada, o número de clientes e o montante pecuniário relativo à tarifa UGS, incluindo, de forma discriminada, o montante relativo à parcela fixa e à parcela de acerto, que tenha sido facturado por aquelas entidades durante o mês imediatamente anterior.

4 - Com base na informação disponibilizada nos termos do número anterior, a ERSE comunica à entidade concessionária da RNT, aos operadores das redes de distribuição de energia eléctrica, a cada produtor ou aos respectivos cessionários e a cada comercializador, até ao 3.º dia útil seguinte à recepção da mencionada informação, os montantes da parcela fixa e da

parcela de acerto que foram facturados aos consumidores de electricidade, com indicação discriminada relativamente a:

a) Montantes a facturar pela entidade concessionária da RNT aos operadores das redes de distribuição de energia eléctrica.

b) Montantes a facturar pelos operadores das redes de distribuição de energia eléctrica a cada comercializador.

c) Montante a facturar por cada produtor ou pelos respectivos cessionários à entidade concessionária da RNT.

5 - Os montantes referentes ao valor mensal da parcela fixa e da parcela de acerto serão objecto de facturação e cobrança entre os diferentes intervenientes no SEN, nos seguintes termos e prazos:

a) Com base na informação fornecida pela ERSE nos termos do n.º 4, cada produtor, ou os respectivos cessionários, deve proceder à emissão e entrega à entidade concessionária da RNT da factura correspondente ao valor mensal da parcela fixa e da parcela de acerto.

b) Até ao dia útil subsequente à recepção da factura emitida por cada produtor ou pelos respectivos cessionários, a entidade concessionária da RNT deve proceder à emissão e entrega das correspondentes facturas aos operadores das redes de distribuição.

c) Na data de recepção da factura emitida pela entidade concessionária da RNT, os operadores das redes de distribuição devem proceder à emissão e entrega das correspondentes facturas aos comercializadores.

d) No prazo de oito dias úteis a contar da recepção pelos comercializadores da factura emitida pelo operador das redes de distribuição, os comercializadores devem efectuar o pagamento a esse operador de redes de distribuição.

e) No prazo de oito dias úteis a contar da recepção da factura emitida pela entidade concessionária da RNT, o operador da rede de distribuição deve efectuar o pagamento àquela entidade.

f) A entidade concessionária da RNT deve, dentro do prazo previsto na alínea anterior, proceder à cobrança dos montantes relativos à parcela fixa e à parcela de acerto a fim de realizar a sua entrega, a cada produtor, ou aos respectivos cessionários, no dia útil seguinte à sua cobrança.

6 - Sem prejuízo da aplicação do regime estabelecido nos números anteriores, cada produtor é responsável pelo pagamento mensal à entidade concessionária da RNT das quantias mensais referentes aos CMEC negativos e aos restantes encargos previstos no n.º 6 do artigo 5.º do Decreto-Lei nº 240/2004, de 27 de Dezembro, para sua posterior reversão na tarifa UGS, até que os montantes dos CMEC e demais encargos, previstos nos números 4 e 5 do

artigo 5.º do aludido diploma legal, que se encontrem ainda em dívida sejam integralmente pagos.

7 - A responsabilidade a que se refere o número anterior diz respeito a um período, diferenciado por produtor, desde a data de cessação antecipada de cada CAE até à data de cessação prevista no CAE com o prazo mais longo de entre os contratos celebrados pelo produtor.

Artigo 79.º
Garantias a prestar pelos comercializadores e comercializadores de último recurso

1 - As garantias previstas no n.º 6 do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, devem ser prestadas pelos comercializadores, a favor da entidade concessionária da RNT, mediante uma das seguintes modalidades:

a) Garantia bancária autónoma à primeira solicitação, emitida por uma instituição de crédito de primeira ordem.

b) Linha de crédito irrevogável durante o período aplicável, mobilizável à primeira solicitação e concedida por uma instituição de crédito de primeira ordem.

c) Seguro-caução com termos de mobilização equivalentes aos previstos para as modalidades referidas nas alíneas anteriores, constituído por uma instituição de seguros de primeira ordem.

2 - A entidade concessionária da RNT deve proceder à sub-rogação ou transmissão dos direitos resultantes de garantia emitida nos termos do número anterior ao operador das redes de distribuição que tenha satisfeito o pagamento dos montantes da parcela fixa e da parcela de acerto, no caso de não cumprimento da obrigação de pagamento pelo comercializador que tenha procedido à prestação da respectiva garantia.

3 - Independentemente da modalidade utilizada para a garantia prevista no n.º 6 do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, os termos da garantia prestada devem permitir, sem limitações, o exercício pela entidade concessionária da RNT da obrigação de sub-rogação prevista no número anterior.

4 - Os termos da prestação das garantias de acordo com o disposto nos números anteriores e as entidades que procedam à sua emissão ficam sujeitos a prévia aprovação pela ERSE.

Capítulo VIII
Ligações às redes

Secção I
Disposições gerais

Artigo 80.º
Objecto

1 - O presente Capítulo tem por objecto as condições comerciais aplicáveis ao estabelecimento das ligações às redes de instalações produtoras ou consumidoras de energia eléctrica, bem como ao estabelecimento de ligações entre as redes dos diferentes operadores de rede.

2 - São ainda objecto deste Capítulo as condições comerciais para o tratamento dos pedidos de aumento de potência requisitada de instalações já ligadas às redes.

Artigo 81.º
Condições técnicas e legais

1 - As condições técnicas para as ligações às redes são as estabelecidas na legislação aplicável.

2 - As instalações eléctricas não podem ser ligadas às redes sem a prévia emissão de licença ou autorização por parte das entidades administrativas competentes.

Artigo 82.º
Redes

Consideram-se redes, para efeitos de estabelecimento de ligações, as redes já existentes à data da requisição da ligação, com os limites definidos no Regulamento da Rede de Transporte e no Regulamento da Rede de Distribuição.

Artigo 83.º
Elementos de ligação

Para efeitos de aplicação do presente Capítulo, consideram-se elementos de ligação as infra-estruturas físicas que permitem a ligação entre uma instalação eléctrica, produtora ou consumidora, e as redes definidas nos termos do Artigo 82.º.

Artigo 84.º

Tipo de encargos com a ligação à rede

A ligação à rede pode envolver, conforme o caso, os seguintes tipos de encargos:

a) Alterações na instalação produtora ou consumidora a ligar à rede.

b) Reforço das redes.

c) Construção dos elementos de ligação.

Secção II
Ligação de instalações de clientes e aumento de potência requisitada

Subsecção I
Disposições gerais

Artigo 85.º

Obrigação de ligação e de aumento de potência requisitada

1 - O operador da rede de transporte e os operadores das redes de distribuição, dentro das suas áreas de intervenção, são obrigados a proporcionar uma ligação às redes aos clientes que a requisitem, desde que verificadas as condições referidas no Artigo 81.º.

2 - Nas ligações às redes de distribuição, sempre que o respectivo operador de rede recuse o estabelecimento de uma ligação às suas redes, com o fundamento da não verificação das condições referidas no Artigo 81.º, deve justificar a sua decisão ao requisitante.

3 - Os pedidos de aumento de potência requisitada devem ser tratados tendo em consideração os princípios estabelecidos nos números anteriores.

4 - As ligações directas à rede de transporte só são permitidas para potências contratadas superiores a 10 MVA e desde que obtido o acordo do operador da rede de distribuição em MT e AT, que deve demonstrar ser essa a solução global mais vantajosa para o sistema eléctrico nacional.

5 - A obrigação de ligação inclui deveres de informação e aconselhamento por parte do respectivo operador de rede, designadamente sobre o nível de tensão a que deve ser efectuada a ligação, de modo a proporcionar as melhores condições técnicas e económicas, considerando, entre outros elementos, a potência requisitada e as características da rede e da instalação a ligar.

6 - O cumprimento do dever de informação inclui, designadamente, a elaboração e publicação de folhetos informativos sobre o processo de ligação às redes a disponibilizar aos interessados na requisição de uma ligação, contendo, entre outras, informações relativas a:

a) Elementos necessários para proporcionar a ligação.

b) Orçamento.

c) Construção dos elementos de ligação.

d) Encargos com a ligação.

7 - Os folhetos informativos previstos no número anterior devem ser remetidos à ERSE.

Artigo 86.º
Requisição de ligação

1 - A requisição de uma ligação à rede é efectuada através do preenchimento de um formulário, elaborado e disponibilizado pelo respectivo operador de rede.

2 - Sem prejuízo do disposto no Artigo 118.º, do formulário referido no número anterior, além da identificação do requisitante da ligação, devem constar, entre outros, os seguintes elementos:

a) A potência requisitada.

b) As características técnicas da instalação a ligar.

c) Outros elementos necessários à satisfação de condições solicitadas pelo requisitante, designadamente a potência de curto-circuito e a necessidade de alimentação alternativa.

3 - O formulário previsto nos números anteriores e a lista de informação referida no n.º 4 do Artigo 118.º devem ser disponibilizados a todos os interessados, designadamente através da internet e enviados à ERSE.

4 - No caso de edifícios ou conjuntos de edifícios funcionalmente interligados, incluindo os constituídos em regime de propriedade horizontal, ao conjunto das suas instalações de utilização corresponde uma única requisição de ligação à rede.

Artigo 87.º
Potência requisitada

1 - A potência requisitada é o valor da potência para a qual a ligação deve ser construída e a rede a montante deve ter capacidade de alimentar, nas condições estabelecidas na legislação e regulamentação vigentes.

2 - Construída a ligação, a potência requisitada passa a ser considerada uma característica da instalação de utilização, condicionando a potência máxima a contratar para a instalação.

3 - No caso de edifícios ou conjuntos de edifícios funcionalmente interligados, incluindo os constituídos em regime de propriedade horizontal, a potência requisitada será referida à ligação do edifício às redes, devendo ser atribuído um valor de potência requisitada a cada instalação de utilização.

4 - O valor da potência requisitada de cada instalação de utilização, referido no número anterior, deve ser o valor da potência a considerar para efeito de determinação da repartição dos encargos de ligação e de reforço das redes.

Artigo 88.º
Modificações na instalação a ligar à rede

1 - As modificações na instalação a ligar à rede que se tornem necessárias para a construção da ligação são da responsabilidade e encargo do requisitante da ligação.

2 - Nos casos em que a potência requisitada ultrapassar os limites previstos na Portaria n.º 454/2001, de 5 de Maio, o operador da rede pode exigir que o requisitante coloque à sua disposição um local apropriado ao estabelecimento e exploração de um posto de transformação, com as dimensões mínimas por ele indicadas para cada categoria de rede.

Subsecção II
Elementos de ligação

Artigo 89.º
Classificação dos elementos de ligação

Os elementos de ligação necessários à ligação de uma instalação à rede são classificados nos seguintes tipos:

a) Elementos de ligação para uso exclusivo.

b) Elementos de ligação para uso partilhado.

Artigo 90.º
Elementos de ligação para uso exclusivo

1 - Consideram-se elementos de ligação para uso exclusivo de uma instalação a ligar à rede os elementos por onde esteja previsto transitar, exclusivamente, energia eléctrica produzida ou consumida na instalação em causa.

2 - Para efeitos de identificação do elemento de ligação para uso exclusivo em BT e em MT, considera-se que este é limitado, na sua extensão, a um comprimento máximo, consoante o nível de tensão e o tipo de rede.

3 - Compete à ERSE a aprovação da metodologia de determinação dos comprimentos máximos definidos no número anterior.

4 - Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores de redes devem apresentar à ERSE proposta fundamentada no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

5 - A identificação do elemento de ligação para uso exclusivo nas ligações às redes em AT e em MAT é efectuada no âmbito do acordo entre o requisitante e o operador da rede ao qual é requisitada a ligação.

Artigo 91.º

Elementos de ligação para uso partilhado

1 - Consideram-se elementos de ligação para uso partilhado aqueles que permitem a ligação à rede de mais do que uma instalação.

2 - Integram-se no conceito estabelecido no número anterior os elementos de ligação necessários à inserção da instalação em redes cuja alimentação seja em anel.

3 - O operador da rede ao qual se requisita a ligação pode optar por sobredimensionar o elemento de ligação para uso partilhado, de modo a que este elemento possa vir a ser utilizado para a ligação de outras instalações.

4 - A identificação do elemento de ligação para uso partilhado nas ligações às redes em AT e em MAT é efectuada no âmbito do acordo entre o requisitante e o operador da rede ao qual é requisitada a ligação.

Subsecção III
Encargos

Artigo 92.º

Encargos de ligação à rede

1 - A ligação à rede pode tornar necessário o pagamento de encargos relativos a:

a) Elementos de ligação para uso exclusivo, nos termos do Artigo 90.º.

b) Elementos de ligação para uso partilhado, nos termos do Artigo 91.º.

c) Reforço das redes, nos termos do Artigo 97.º.

d) Encargos devidos a terceiros que não decorrem directamente dos valores de potência requisitada nem da extensão dos elementos de ligação.

2 - Os encargos com a ligação à rede ou com o aumento de potência requisitada de instalações em AT ou MAT são objecto de acordo entre o requisitante e o operador da rede ao qual é requisitada a ligação.

3 - Na falta do acordo previsto no número anterior, compete à ERSE decidir, numa base equitativa, a repartição dos encargos, na sequência da apresentação de propostas pelas entidades envolvidas.

4 - Nas situações previstas no n.º 2 do Artigo 88.º, o requisitante deve ser ressarcido pelo operador da rede, nos termos a aprovar pela ERSE.

5 - Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores de redes devem apresentar à ERSE proposta fundamentada, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

Artigo 93.º
Definição do ponto de ligação à rede para determinação de encargos de ligação

1 - Sem prejuízo do disposto no número seguinte, o ponto de ligação à rede é indicado, consoante o caso, pelo operador da rede de transporte ou pelo operador da rede de distribuição.

2 - O ponto de ligação à rede das instalações de clientes em BT e MT, para efeitos de cálculo dos encargos com o estabelecimento da respectiva ligação, deve ser o ponto da rede, no nível de tensão expresso na requisição de ligação que, no momento da mesma, se encontra fisicamente mais próximo da referida instalação, independentemente de aí existirem as condições necessárias à satisfação das características de ligação constantes da requisição, designadamente em termos de potência requisitada.

Artigo 94.º
Tipos de encargos com o aumento de potência requisitada

A satisfação do pedido de aumento de potência requisitada pode tornar necessário o pagamento de encargos relativos a:

a) Elementos de ligação para uso exclusivo, nos termos do Artigo 90.º.

b) Reforço das redes, nos termos do Artigo 97.º.

Artigo 95.º
Encargos com os elementos de ligação para uso exclusivo

Os encargos relativos aos elementos de ligação para uso exclusivo são suportados pelo requisitante, até ao limite dos encargos correspondentes ao comprimento máximo aprovado nos termos do Artigo 90.º.

Artigo 96.º
Encargos com os elementos de ligação para uso partilhado

1 - Os encargos relativos aos elementos de ligação para uso partilhado necessários para proporcionar a ligação à rede em BT e em MT são função da potência requisitada e da extensão dos elementos de ligação apurada nos termos do n.º 3, tendo em conta, entre outros, os seguintes aspectos:

a) Número de requisitantes.

b) Capacidade utilizada por cada requisitante.

c) Elementos caracterizadores da instalação indicados na requisição de ligação prevista no Artigo 86.º.

d) Características das redes e tipo de construção envolvida.

2 - Compete à ERSE estabelecer a metodologia de cálculo dos encargos prevista no número anterior.

3 - Para efeitos do cálculo dos encargos com o elemento de ligação para uso partilhado, a extensão deste elemento, necessária para satisfazer a requisição da ligação, corresponde à extensão do traçado de construção a efectuar desde o ponto de ligação definido nos termos do Artigo 93.º até ao ponto do elemento de ligação para uso exclusivo mais distante da instalação para a qual é requisitada a ligação à rede.

4 - Para efeitos do cálculo dos encargos com o elemento de ligação para uso partilhado, nos casos de ligação de instalações bialimentadas, para efeitos do disposto no número anterior, deve ser considerada a soma da extensão dos elementos de ligação para uso partilhado.

5 - Para efeitos do disposto no n.º 2, os operadores de redes devem apresentar à ERSE proposta fundamentada sobre a metodologia de cálculo dos encargos resultantes da construção de elementos de ligação para uso partilhado, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

Artigo 97.º

Encargos relativos ao reforço das redes

1 - O operador da rede ao qual é solicitada a ligação ou um aumento de potência requisitada deve exigir a comparticipação nos custos com o reforço da rede, nos termos do disposto nos números seguintes.

2 - Para ligações em MT e em BT, a comparticipação nos custos de reforço da rede deve ser função da potência requisitada.

3 - Para as ligações às redes previstas nos termos do Artigo 105.º, a potência requisitada a considerar para efeitos de cálculo da comparticipação nos custos de reforço da rede diz respeito à totalidade do empreendimento.

4 - No caso das ligações referidas no n.º 2, os valores de comparticipação nos custos de reforço das redes devem ser calculados, nomeadamente com base em indicadores técnico-económicos existentes para as diferentes redes.

5 - Compete à ERSE estabelecer as condições e os valores de comparticipação nos custos de reforço das redes para as ligações em MT e em BT.

6 - Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores das redes devem apresentar à ERSE proposta fundamentada, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

7 - Para ligações em AT e MAT, a comparticipação nos custos de reforço das redes será objecto de acordo entre o requisitante e o operador da rede à qual é requisitada a ligação.

8 - Na falta do acordo, previsto no número anterior, compete à ERSE decidir, numa base equitativa, a repartição dos encargos, na sequência da apresentação de propostas pelas entidades envolvidas.

Artigo 98.º

Encargos com a expansão das redes em BT

Para as ligações às redes em BT, os encargos apurados de acordo com o estabelecido no contrato tipo de concessão de distribuição de energia eléctrica em BT referentes à expansão das redes em BT, aprovado pela Portaria n.º 454/2001, de 5 de Maio, são recuperados pelo operador de rede no âmbito da aplicação da tarifa de uso das redes, não sendo suportados pelo requisitante no momento da ligação à rede.

Artigo 99.º
Orçamento

1 - O operador da rede, na sequência da requisição de ligação à rede ou de pedido de aumento de potência requisitada, deve apresentar ao requisitante um orçamento relativo aos encargos com a ligação ou com o pedido de aumento de potência requisitada.

2 - O orçamento deve ser discriminado considerando, designadamente, as seguintes informações:

a) Identificação dos elementos de ligação necessários, mencionando as respectivas características técnicas e dimensionamento.

b) Identificação do ponto de ligação à rede, para efeitos do cálculo dos encargos com o estabelecimento dessa ligação.

c) Tipo, quantidade e custo dos principais materiais, equipamentos e mão de obra utilizados na construção do elemento de ligação para uso exclusivo, bem como o encargo total com este tipo de elemento de ligação.

d) Encargos relativos aos elementos de ligação para uso partilhado, explicitando os valores de potência requisitada e de extensão do elemento utilizados no cálculo dos encargos.

e) Encargos relativos ao reforço das redes.

3 - O orçamento deve ainda conter informação relativa a:

a) Trabalhos e serviços excluídos do orçamento.

b) Eventuais valores que decorram do ressarcimento previsto no n.º 4 do Artigo 92.º.

c) Encargos devidos com o estabelecimento da ligação e que não decorrem directamente dos valores de potência requisitada e da extensão dos elementos de ligação, designadamente encargos devidos a terceiros para a satisfação do pedido de ligação à rede.

d) Trabalhos e serviços necessários ao estabelecimento de uma ligação, susceptíveis de serem realizados pelo requisitante ou por terceiro por aquele indicado.

e) Condições de pagamento.

f) Prazo de execução da ligação e validade do orçamento.

4 - O orçamento deve ser apresentado ao requisitante, por escrito, nos prazos seguintes:

a) Para ligações em BT e MT, nos prazos de 15 e 30 dias úteis respectivamente ou, sempre que a natureza dos estudos a realizar não possibilite o seu cumprimento, em prazos previamente acordados com os requisitantes.

b) Para ligações em MAT e AT, em prazo acordado previamente com os requisitantes.

5 - Para as ligações em BT e MT, mediante acordo com o requisitante, o operador de rede pode apresentar uma estimativa orçamental, com validade e eficácia idênticas à do orçamento, salvo se a referida estimativa incluir uma cláusula de reserva que permita a revisão do orçamento, com base em factos supervenientes devidamente fundamentados que inviabilizem, nomeadamente, o traçado inicialmente orçamentado.

Artigo 100.º
Estudos para a elaboração do orçamento

1 - O operador da rede ao qual é requisitada a ligação tem o direito de ser ressarcido pelo requisitante dos encargos que tenha suportado com a realização dos estudos necessários para a elaboração do orçamento para ligação à rede.

2 - Compete à ERSE estabelecer as condições e os valores dos encargos suportados com a realização dos estudos necessários para a elaboração do orçamento.

3 - Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores das redes devem apresentar proposta fundamentada à ERSE, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

Artigo 101.º
Pagamento dos encargos de ligação

1 - As condições de pagamento dos encargos decorrentes do estabelecimento da ligação devem ser objecto de acordo entre as partes.

2 - Na falta do acordo, previsto no número anterior, as condições de pagamento dos encargos devem ser estabelecidas em observância dos seguintes princípios:

a) Para ligações à rede em BT, com prazos de execução iguais ou inferiores a 20 dias úteis, o operador da rede pode exigir o pagamento dos encargos, como condição prévia à construção dos elementos de ligação.

b) Para ligações à rede em BT, com prazos de execução superiores a 20 dias úteis, o pagamento dos encargos com a construção dos elementos de ligação deve ser faseado, havendo lugar a um pagamento inicial prévio à referida construção que não pode exceder 50% do valor global do orçamento.

c) Para as ligações à rede em MT, AT e MAT, o pagamento dos encargos com a construção dos elementos de ligação deve ser faseado, havendo lugar a um pagamento inicial prévio à referida construção que não pode exceder 50% do valor global do orçamento.

d) Nos casos previstos nas alíneas b) e c), o pagamento devido com a conclusão da construção da ligação não pode ser inferior a 10% do valor global do orçamento.

Subsecção IV
Construção e propriedade dos elementos de ligação

Artigo 102.º
Construção dos elementos de ligação

1 - Os elementos de ligação podem ser construídos pelos operadores das redes e pelo requisitante da ligação, nos termos previstos nos números seguintes.

2 - O requisitante pode, na posse do orçamento referido no Artigo 99.º, optar por promover a construção, pelos seus próprios meios, dos elementos de ligação para uso exclusivo.

3 - O requisitante pode, mediante acordo com o operador da rede ao qual solicitou a ligação, promover a construção de elementos de ligação para uso partilhado, tendo o direito de ser ressarcido dos valores que tenha suportado e que não lhe sejam atribuíveis, nos termos do referido acordo.

4 - Para efeitos do disposto nos números anteriores, o operador da rede ao qual é solicitada a ligação deve apresentar ao requisitante o estudo em que se baseou a proposta de orçamento para a construção dos elementos de ligação.

5 - A construção dos elementos de ligação previstos nos n.os 2 e 3 deve ser realizada de acordo com o estudo referido no número anterior, segundo as normas de construção aplicáveis e utilizando materiais aprovados pelo operador da rede ao qual é solicitada a ligação, nos termos previstos na legislação e regulamentação vigentes.

6 - Sem prejuízo da fiscalização pelas entidades administrativas competentes, o operador da rede ao qual é solicitada a ligação pode inspeccionar tecnicamente a construção dos elementos de ligação promovida pelo requisitante e solicitar a realização dos ensaios que entenda necessários, de acordo com a legislação e regulamentação vigentes.

7 - O operador da rede ao qual é solicitada a ligação tem o direito de exigir ao requisitante de uma ligação à rede a prestação de uma garantia, válida pelo período de um ano, correspondente ao máximo de 10% do valor dos elementos de ligação construídos pelo requisitante, para suprir eventuais deficiências de construção.

Artigo 103.º

Propriedade dos elementos de ligação

Depois de construídos, os elementos de ligação passam a fazer parte integrante das redes assim definidas nos termos do Artigo 82.º, logo que forem considerados, pelo operador da rede ao qual é solicitada a ligação, em condições técnicas de exploração.

Subsecção V
Ligação de instalações com características especiais

Artigo 104.º

Ligações de instalações provisórias e eventuais

1 - Às ligações de instalações provisórias e eventuais aplicam-se as disposições desta Secção, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.

2 - As ligações de instalações provisórias devem ser estabelecidas, preferencialmente, de modo a que possam vir a constituir ligações definitivas.

3 - Os encargos que decorram exclusivamente das alterações necessárias à conversão de ligações de carácter provisório em definitivas são da responsabilidade dos requisitantes.

4 - A obrigação de ligação de instalações provisórias e eventuais é limitada à existência de capacidade de rede, não havendo lugar ao pagamento de encargos relativos ao reforço das redes.

5 - Nas ligações de instalações provisórias e instalações eventuais, em que findo o período de utilização se opte pela desmontagem dos elementos de ligação para uso exclusivo, estes ficam propriedade do requisitante, o qual deve suportar integralmente os encargos com a sua desmontagem, salvo acordo em contrário com o operador da rede à qual foi efectuada a ligação.

Artigo 105.º

Ligação de núcleos habitacionais, urbanizações, loteamentos, parques industriais e comerciais

1 - Para as ligações às redes de núcleos habitacionais, urbanizações, loteamentos, parques industriais e comerciais aplicam-se, com as necessárias adaptações, as regras previstas para a ligação de instalações de clientes.

2 - Para efeitos de aplicação do disposto no Artigo 89.º, os elementos necessários para proporcionar a ligação às redes respeitam ao conjunto do empreendimento habitacional, da urbanização, do loteamento, do parque industrial ou comercial e não às instalações individualmente consideradas.

3 - Salvo acordo em contrário sobre a repartição e faseamento dos pagamentos, ficam a cargo do requisitante as despesas resultantes do primeiro estabelecimento das obras de electrificação, nelas se compreendendo o custo da rede de alta e média tensão, dos postos de transformação e das redes de baixa tensão, considerando, quando aplicável, o disposto no contrato de concessão de distribuição de energia eléctrica em BT.

Artigo 106.º
Iluminação pública

O estabelecimento das redes de iluminação pública e os respectivos encargos são objecto dos contratos de concessão de distribuição de energia eléctrica em BT.

Secção III
Ligações entre redes de distribuição em MT e AT e redes de distribuição em BT

Artigo 107.º
Obrigação de ligação

O operador da rede em MT e AT e os operadores das redes em BT devem estabelecer ligações entre as respectivas redes, de forma a permitir o trânsito de energia eléctrica para abastecimento dos clientes ligados às redes de distribuição em BT, nas melhores condições técnicas e económicas para o SEN.

Artigo 108.º
Norma remissiva

Às ligações entre as redes de distribuição em MT e AT e as redes de distribuição em BT, bem como ao reforço das redes em MT e AT, aplicam-se, com as necessárias adaptações, as regras constantes da Secção II deste capítulo para a ligação à rede de instalações de clientes em MT.

Artigo 109.º

Propriedade das ligações

Depois de construídas, as ligações entre as redes de distribuição em MT e AT e as redes de distribuição em BT passam a integrar as redes de distribuição em MT e AT.

Secção IV

Ligação entre a rede de transporte e a rede de distribuição em MT e AT

Artigo 110.º

Obrigação de ligação

1 - O operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em MT e AT devem estabelecer ligações entre as respectivas redes, de forma a permitir a veiculação de energia eléctrica para abastecimento dos clientes ligados às redes de distribuição, nas melhores condições técnicas e económicas para o SEN.

2 - As necessidades de estabelecimento de ligações e de reforço das redes são identificadas no plano de investimentos na rede de transporte, elaborado nos termos e condições previstos na Base XIX das Bases de Concessão da RNT, aprovadas pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, bem como no plano de investimentos nas redes de distribuição em AT, elaborado nos termos previstos na Base XVII das Bases de Concessão da RND em MT e AT, aprovadas pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

3 - O operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em MT e AT devem garantir a coerência entre os planos referidos no número anterior, designadamente no que se refere às ligações entre as suas redes.

Artigo 111.º

Repartição de encargos

A repartição dos encargos com os elementos de ligação entre a rede de transporte e as redes da distribuição em MT e AT será efectuada de acordo com o estabelecido nos planos referidos no artigo anterior, tendo em conta o estabelecido nos Decretos-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, e n.º 172/2006 de 23 de Agosto.

Artigo 112.º

Propriedade das ligações

Após a sua construção, cada elemento de ligação fica a fazer parte integrante das redes de transporte ou de distribuição em MT e AT, nos termos da legislação aplicável.

Secção V

Ligação à rede de instalações produtoras

Artigo 113.º

Obrigação de ligação

1 - O operador da rede de transporte e os operadores das redes de distribuição têm a obrigação de proporcionar a ligação de instalações produtoras às suas redes.

2 - As ligações de novos centros electroprodutores processam-se de acordo com a capacidade de recepção das redes eléctricas, nos termos da legislação aplicável.

Artigo 114.º

Rede receptora

1 - As instalações produtoras com potência instalada superior a 50 MVA são ligadas à rede de transporte podendo, no entanto, essa ligação ser efectuada à rede de distribuição, desde que haja acordo com o operador da rede de transporte e este demonstre ser essa a solução mais vantajosa para o SEN.

2 - As instalações produtoras com potência instalada igual ou superior a 10 MVA e igual ou inferior a 50 MVA são ligadas à rede de distribuição, podendo, no entanto, essa ligação ser efectuada à rede de transporte, desde que haja acordo com o operador da rede de distribuição em MT e AT e este demonstre ser essa a solução mais vantajosa para o SEN.

3 - As instalações produtoras com potência instalada inferior a 10 MVA são ligadas às redes de distribuição, devendo o operador da rede de distribuição em MT e AT e os operadores da rede de distribuição em BT cooperar no sentido de ser obtida a solução mais vantajosa para as redes.

Artigo 115.º
Requisição de ligação

1 - As ligações às redes de instalações de produção são requisitadas mediante comunicação escrita ao operador da rede de transporte ou ao operador da rede de distribuição, conforme o caso, a qual deve conter a informação necessária à sua avaliação.

2 - Para efeitos do número anterior e sem prejuízo do disposto no Artigo 118.º, os operadores de rede devem informar os interessados dos elementos a apresentar, necessários à avaliação do pedido de ligação às suas redes.

Artigo 116.º
Construção, encargos e pagamento das ligações

1 - Salvo acordo entre as partes, são da responsabilidade dos produtores de energia eléctrica os encargos com a ligação à rede receptora.

2 - As condições para a construção dos elementos de ligação às redes das instalações produtoras e para o eventual reforço das redes, bem como as condições de pagamento, são estabelecidas por acordo entre as partes.

3 - Na falta do acordo previsto no número anterior, compete à ERSE decidir, numa base equitativa, a repartição dos encargos, na sequência da apresentação de propostas pelas entidades envolvidas.

Artigo 117.º
Propriedade das ligações

Depois de construídas, as ligações às redes das instalações produtoras integram a propriedade dos operadores das redes.

Secção VI
Informação no âmbito das ligações às redes

Artigo 118.º
Informação a prestar por clientes e produtores

1 - Sem prejuízo do disposto no Regulamento da Rede de Transporte e no Regulamento da Rede de Distribuição, os requisitantes de novas ligações às redes ou de aumentos de potência requisitada devem disponibilizar, ao operador da rede à qual pretendem estabelecer a ligação,

a informação técnica necessária à elaboração dos estudos para avaliar a possibilidade de facultar a ligação e dos planos de expansão das redes.

2 - No que respeita às ligações em MT, AT e MAT, a informação prevista no número anterior deve incluir as características técnicas específicas das instalações produtoras ou consumidoras, designadamente as relativas à ligação à rede e aos equipamentos eléctricos, bem como à potência de emissão ou aos consumos.

3 - As características técnicas específicas das instalações a ligar às redes, previstas nos números anteriores, devem conter as informações necessárias para efeitos de exercício do acesso às redes pela instalação em causa.

4 - Para efeitos do disposto nos n.os 1 e 2, os operadores das redes devem propor, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento, para aprovação pela ERSE, uma lista com os elementos necessários a incluir na requisição de ligação, nomeadamente por nível de tensão ou por tipo de instalação.

5 - O operador da rede a que a instalação está ligada pode, sempre que o considere necessário, solicitar a actualização da informação prevista nos números anteriores.

6 - A informação prevista nos números anteriores, bem como a que integra a requisição de ligação à rede e a que consta do orçamento aceite pelo requisitante, são consideradas características da instalação em causa.

Artigo 119.º
Identificação da instalação ligada à rede

Constituem elementos de identificação da instalação ligada à rede:

a) O respectivo código de ponto de entrega, definido nos termos do Artigo 121.º, o qual será atribuído pelo respectivo operador da rede, logo que estejam concluídos os trabalhos necessários para proporcionar a ligação da instalação à rede e os elementos de ligação integrados na exploração da rede.

b) A informação prestada nos termos do artigo anterior, bem como a que integra a requisição de ligação à rede e a que consta do orçamento aceite pelo requisitante.

Artigo 120.º
Informação sobre as redes de distribuição e de transporte

Os operadores das redes devem enviar semestralmente à ERSE, até ao final dos meses de Janeiro e Julho, para os diferentes níveis de tensão, as seguintes informações relativas ao semestre anterior:

a) O número de novas ligações efectuadas nas redes por si exploradas, desagregado por tipo de elemento de ligação.

b) O valor das comparticipações de clientes relativas a novas ligações às suas redes, com a desagregação que permita identificar o valor dos encargos com o reforço das redes e com cada tipo de elementos de ligação.

c) O número de pedidos de aumento de potência requisitada e respectivos encargos, com a desagregação que permita identificar o valor dos encargos com o reforço das redes e a intervenção em elementos de ligação.

Artigo 121.º

Codificação dos pontos de entrega

1 - A cada instalação objecto de ligação à rede será atribuído um código do ponto de entrega.

2 - A um código do ponto de entrega pode corresponder mais do que um ponto de medição ou mais do que uma ligação física à rede.

3 - A atribuição do código do ponto de entrega é da responsabilidade dos operadores das redes.

4 - Compete à ERSE aprovar a metodologia a observar na codificação dos pontos de entrega.

5 - Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores das redes devem apresentar à ERSE uma proposta conjunta, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

Capítulo IX

Medição, leitura e disponibilização de dados

Secção I

Disposições Gerais

Artigo 122.º

Medição

1 - As variáveis relevantes para a facturação são objecto de medição ou determinadas a partir de valores medidos.

2 - A determinação da potência em horas de ponta deve ser efectuada de acordo com o disposto no Artigo 131.º.

3 - Exceptuam-se do disposto no n.º 1 as instalações em BT com um regime de funcionamento em que o consumo possa ser determinado unicamente por estimativa, nos termos do Artigo 149.º.

4 - A medição de energia eléctrica deve ser feita à tensão de fornecimento, excepto em casos devidamente justificados.

Artigo 123.º

Fornecimento e instalação de equipamentos de medição

1 - Os equipamentos de medição, designadamente os contadores e indicadores de potência, bem como os respectivos acessórios, devem ser fornecidos e instalados:

a) Pelo operador da rede de transporte, nos pontos de ligação das suas subestações às redes de distribuição.

b) Pelo operador da rede de transporte, nos pontos de ligação dos clientes fisicamente ligados à rede de transporte.

c) Pelos operadores da rede de distribuição, nos pontos de ligação aos clientes que estejam fisicamente ligados às redes de distribuição.

d) Pelos produtores no respectivo ponto de ligação à rede.

2 - Os equipamentos de medição podem incluir transformadores de medida, contadores de energia eléctrica activa e reactiva e os equipamentos necessários à telecontagem.

3 - O fornecimento e a instalação dos equipamentos de medição constituem encargo das entidades previstas no n.º 1, enquanto proprietárias dos mesmos, as quais não podem cobrar qualquer quantia a título de aluguer ou indemnização pelo uso dos referidos aparelhos.

4 - Os clientes ficam fiéis depositários dos equipamentos de medição, nomeadamente para efeitos da sua guarda e restituição findo o contrato, desde que terceiros não tenham acesso livre ao equipamento.

5 - O disposto no n.º 1 não prejudica que o cliente, por acordo com o operador da rede, possa instalar e proceder à manutenção do respectivo equipamento de medição, desde que sejam cumpridas as especificações técnicas estabelecidas no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, previsto no Artigo 155.º, bem como a legislação em vigor sobre controlo metrológico.

6 - O disposto no n.º 1 não impede a instalação, por conta do interessado, de um segundo equipamento de características idênticas ou superiores às do equipamento fornecido nos termos previstos no mesmo n.º 1, para efeitos de dupla medição.

7 - Os equipamentos de medição e os circuitos que os alimentam devem ser selados.

8 - Sem prejuízo do disposto na legislação e regulamentação aplicáveis, a localização dos equipamentos de medição deve obedecer ao disposto no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

9 - Os operadores das redes podem levantar o equipamento de medição e controlo de potência após a cessação do contrato de fornecimento ou, no caso de clientes que sejam agentes de mercado, do contrato de uso das redes.

Artigo 124.º
Características dos equipamentos de medição

1 - Sem prejuízo do disposto no número seguinte, as características dos equipamentos de medição, nomeadamente a sua classe de precisão, são estabelecidas no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

2 - Os equipamentos de medição instalados nos pontos de medição das instalações de clientes devem permitir o acesso à informação dos registos das variáveis relevantes para a facturação.

Artigo 125.º
Pontos de medição de energia eléctrica

No âmbito do presente Capítulo e para efeitos de medição, leitura e disponibilização de dados, são considerados pontos de medição de energia eléctrica:

a) As ligações das instalações de produtores à rede de transporte.

b) As ligações das instalações de produtores à rede de distribuição em MT e AT.

c) As ligações das instalações de produtores à rede de distribuição em BT.

d) As ligações entre a Rede Nacional de Transporte e as redes fora do território nacional.

e) As ligações das subestações da rede de transporte às redes de distribuição em MT e AT.

f) As ligações entre as redes do operador da rede em MT e AT e as redes fora do território nacional.

g) Em MT, os postos de transformação MT/BT dos operadores das redes em BT que não sejam, cumulativamente, operadores de rede em MT e AT.

h) As ligações das instalações de clientes em MAT.

i) As ligações das instalações de clientes em AT, MT e BT.

Artigo 126.º

Verificação obrigatória dos equipamentos de medição

1 - A verificação dos equipamentos de medição é obrigatória nos termos e com a periodicidade estabelecida na legislação em vigor sobre controlo metrológico e no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

2 - Os encargos com a verificação ou ajuste do equipamento de medição são da responsabilidade do proprietário do equipamento.

Artigo 127.º

Verificação extraordinária dos equipamentos de medição

1 - Os equipamentos de medição podem ser sujeitos a uma verificação extraordinária, sempre que qualquer das partes suspeite ou detecte defeito no seu funcionamento.

2 - A verificação extraordinária deve realizar-se em laboratório acreditado, nos termos da legislação em vigor sobre controlo metrológico e do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

3 - Os encargos com a verificação extraordinária dos equipamentos de medição são da responsabilidade das seguintes entidades:

a) Da entidade que solicitou a verificação extraordinária, nos casos em que a verificação efectuada ao equipamento vier a comprovar que o mesmo funciona dentro dos limites de tolerância definidos.

b) Do proprietário do equipamento, nas restantes situações.

Secção II

Grandezas a considerar para efeitos de facturação

Artigo 128.º

Grandezas a medir ou a determinar

As grandezas a medir ou a determinar para efeitos de aplicação de tarifas são as seguintes:

a) Potência tomada.

b) Potência contratada.

c) Potência em horas de ponta.

d) Energia activa.

e) Energia reactiva.

Artigo 129.º
Potência tomada

A potência tomada é o maior valor da potência activa média, registado em qualquer período ininterrupto de 15 minutos, durante o intervalo de tempo a que a factura respeita.

Artigo 130.º
Potência contratada

1 - A potência contratada é a potência que os operadores das redes colocam à disposição no ponto de entrega.

2 - A potência contratada não pode ser superior à potência requisitada.

3 - Salvo acordo escrito celebrado pelas partes, a potência contratada por ponto de entrega em MT, AT ou MAT não pode ter um valor, em kW, inferior a 50% da potência instalada, em kVA, medida pela soma das potências nominais dos transformadores relativos ao ponto de entrega.

4 - Sem prejuízo do disposto nos números anteriores, o valor da potência contratada nos pontos de entrega em MAT, AT, MT e BTE, referido no n.º 1 é actualizado para a máxima potência tomada, registada nos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a factura respeita.

5 - Na mudança de fornecedor, a potência contratada a considerar no momento da mudança corresponde ao último valor desta grandeza utilizado na facturação do uso de redes, sendo considerada, para efeitos de actualização da potência contratada, prevista no número anterior, a máxima potência tomada, registada nos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a factura respeita.

6 - A potência contratada nos pontos de entrega em BTN é a potência aparente colocada à disposição do cliente nos termos do Artigo 148.º.

7 - O conceito de potência contratada não tem aplicação a fornecimentos de energia eléctrica destinados a iluminação pública.

Artigo 131.º
Potência em horas de ponta

A potência em horas de ponta (Pp) é a potência activa média calculada de acordo com a fórmula seguinte:

Pp = Ep / Hp

em que:

Ep - energia activa no ponto de medição em horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a factura respeita.

Hp - número de horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a factura respeita.

Artigo 132.º

Energia activa

A energia activa é objecto de medição nos pontos de medição nos termos do presente Capítulo.

Artigo 133.º

Energia reactiva

A energia reactiva é objecto de medição apenas nos pontos de medição em MAT, AT, MT e BTE, nos termos do presente Capítulo.

Secção III
Instalações de produção

Artigo 134.º

Medição, leitura e disponibilização de dados

As regras aplicáveis à medição, leitura e disponibilização de dados são estabelecidas por acordo entre o operador da rede e o produtor.

Secção IV
Fronteira da Rede Nacional de Transporte com a Rede de Distribuição em MT e AT

Subsecção I
Medição e Leitura

Artigo 135.º
Fornecimento e instalação de equipamentos de medição

O fornecimento e a instalação de equipamentos de medição nos pontos de medição nas ligações entre a rede de transporte e a rede de distribuição em MT e AT devem cumprir o disposto no Artigo 123.º.

Artigo 136.º
Leitura dos equipamentos de medição

1 - Qualquer das partes tem a possibilidade de efectuar a leitura dos equipamentos de medição, bem como de verificar os respectivos selos.

2 - As indicações dos equipamentos de medição devem ter uma desagregação de 15 minutos.

3 - A leitura dos equipamentos de medição deve ser efectuada de modo remoto.

Artigo 137.º
Energia transitada nos pontos de medição de energia eléctrica

1 - A energia transitada em cada ponto de medição de energia eléctrica para efeitos de facturação é obtida a partir das mais recentes indicações recolhidas dos equipamentos de medição.

2 - Quando existir duplo equipamento de medição, a energia transitada em cada ponto de medição resulta da média das indicações fornecidas pelos dois equipamentos de medição, nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

Artigo 138.º
Medição da energia reactiva para efeitos de facturação do uso da rede de transporte

A medição de energia reactiva para efeitos de facturação do uso da rede de transporte é feita por ponto de medição de energia eléctrica.

Artigo 139.º

Correcção de erros de medição e de leitura

1 - Sempre que, havendo um único equipamento de medição, este apresente defeito de funcionamento ou, havendo duplo equipamento de medição, a avaria seja simultânea, a medida será corrigida por acordo entre as partes.

2 - Nas instalações equipadas com duplo equipamento de medição, em que apenas um apresente defeito de funcionamento comprovado, consideram-se, para efeitos de facturação, as indicações dadas pelo outro equipamento de medição.

3 - A correcção de erros de leitura será objecto de acordo entre os operadores das redes.

Secção V
Fronteira da Rede de Distribuição em MT e AT com a Rede de Distribuição em BT

Artigo 140.º

Norma remissiva

1 - Em matéria de medição, leitura e disponibilização de dados de consumo, às entregas de energia eléctrica da rede de distribuição em MT e AT à rede de distribuição em BT aplicam-se as disposições relativas aos clientes em MT, definidas na Secção VII do presente Capítulo.

2 - O disposto no número anterior não se aplica aos operadores das redes de distribuição em BT que sejam, cumulativamente, operadores das redes de distribuição em MT e AT.

Secção VI
Comercializadores de último recurso e comercializadores

Artigo 141.º

Determinação das quantidades de energia eléctrica fornecidas pelos comercializadores

1 - As quantidades de energia eléctrica fornecidas pelos comercializadores em cada período de acerto de contas são calculadas a partir das quantidades medidas nos pontos de entrega dos seus clientes.

2 - Nos pontos de entrega que não disponham de equipamentos de medição com registo horário, aplicam-se os perfis de consumo aprovados pela ERSE, nos termos previstos no Artigo 153.º.

3 - As quantidades de energia eléctrica fornecidas pelos comercializadores para satisfação dos consumos dos seus clientes em cada período de acerto de contas são determinadas com base nas quantidades obtidas de acordo com os números anteriores, ajustadas para perdas no referencial de produção de energia eléctrica da rede de transporte, nos termos previstos no RARI.

4 - A metodologia de cálculo das quantidades de energia eléctrica a atribuir aos comercializadores em cada período de acerto de contas deve constar do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

Artigo 142.º
Determinação das quantidades de energia eléctrica fornecidas pelos comercializadores de último recurso

1 - As quantidades de energia eléctrica fornecidas pelos comercializadores de último recurso são calculadas nos termos do artigo anterior, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

2 - No caso do comercializador de último recurso fornecer energia eléctrica a comercializadores de último recurso exclusivamente em BT, às quantidades calculadas nos termos do número anterior são adicionadas as quantidades referidas no n.º 2 ou no n.º 4 do Artigo 67.º, aplicando-se as regras definidas nos n.os 2 e 3 do artigo anterior.

Secção VII
Clientes

Subsecção I
Medição

Artigo 143.º
Fornecimento e instalação de equipamentos de medição

1 - O fornecimento e a instalação de equipamentos de medição devem cumprir o disposto no Artigo 123.º.

2 - Salvo acordo em contrário, os custos com a instalação, a operação e a manutenção de infra-estruturas de telecomunicações necessárias à leitura remota do equipamento de medição das instalações dos clientes constituem encargo:

a) Do operador da rede de transporte, nos pontos de medição dos clientes que se encontrem fisicamente ligados à rede de transporte.

b) Dos operadores das redes de distribuição, nos pontos de medição dos clientes que se encontrem fisicamente ligados às suas redes.

3 - Sempre que o operador da rede instale um sistema de leitura remota e passe a efectuar a recolha de modo remoto, o cliente que pretenda manter a dupla medição deve também preparar o seu equipamento para que possa ser integrado no sistema de leitura remota.

Artigo 144.º
Sistemas de telecontagem

1 - Nos pontos de medição de clientes em MT, AT e MAT, os equipamentos de medição devem dispor de características técnicas que permitam a sua integração em sistemas centralizados de telecontagem.

2 - Os operadores das redes de distribuição podem instalar equipamentos de medição com características técnicas que permitam a sua integração em sistemas centralizados de telecontagem nos pontos de medição de clientes em BT.

3 - Para efeitos do número anterior, compete à ERSE aprovar os programas de substituição dos equipamentos de medição, na sequência de propostas a apresentar pelos respectivos operadores das redes de distribuição.

4 - Os custos associados à execução dos programas de substituição dos equipamentos de medição referidos nos números anteriores são aprovados pela ERSE.

5 - Os programas de substituição de equipamentos de medição, para dar cumprimento ao disposto no n.º 1, aprovados ao abrigo do anterior Regulamento de Relações Comerciais, mantêm-se em vigor até à sua conclusão.

Artigo 145.º
Medição a tensão diferente de fornecimento

1 - Sempre que a medição da potência e das energias activa e reactiva não for feita à tensão de fornecimento, as quantidades medidas devem ser referidas à tensão de fornecimento, tendo em conta as perdas nos transformadores.

2 - A forma de referir as potências e as energias à tensão de fornecimento deve ser acordada entre o operador da rede e o cliente ou o seu comercializador.

3 - Na ausência do acordo referido no número anterior, deve ser observado o disposto no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

Artigo 146.º
Medição com duplo equipamento

Quando existir duplo equipamento de medição, conforme previsto no n.º 6 do Artigo 123.º, para efeitos de facturação deve ser considerada a média das indicações fornecidas pelos dois equipamentos.

Artigo 147.º
Correcção de erros de medição

1 - Os erros de medição da energia e da potência, resultantes de qualquer anomalia verificada no equipamento de medição ou erro de ligação do mesmo, que não tenham origem em procedimento fraudulento, serão corrigidos em função da melhor estimativa das grandezas durante o período em que a anomalia se verificou, nos termos previstos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

2 - Para efeitos da estimativa prevista no número anterior, são consideradas relevantes as características da instalação, o seu regime de funcionamento, os valores das grandezas anteriores à data de verificação da anomalia e, se necessário, os valores medidos nos primeiros 3 meses após a sua correcção.

3 - Caso exista dupla medição, nos termos do n.º 6 do Artigo 123.º, e apenas um equipamento apresente defeito de funcionamento comprovado, serão consideradas as indicações dadas pelo equipamento que não apresente defeito de funcionamento.

4 - Os erros de medição da energia e da potência resultantes de qualquer anomalia verificada no equipamento de medição, com origem em procedimento fraudulento, ficam sujeitos ao disposto no Artigo 203.º.

Artigo 148.º
Controlo da potência em clientes BTN

1 - Os operadores das redes de distribuição devem colocar, sem qualquer encargo para o cliente, na entrada das instalações de utilização, dispositivos, designadamente disjuntores,

destinados a impedir que seja tomada uma potência superior aos limites estabelecidos no contrato.

2 - Se o cliente impedir, sem fundamento, a instalação dos dispositivos referidos no número anterior, os operadores das redes podem interromper o fornecimento de energia eléctrica, nos termos do Artigo 55.º.

3 - Quando, por razões técnicas, o operador da rede entender ser a alimentação trifásica a forma mais adequada de efectuar um fornecimento, e desde que o cliente não se oponha a esse tipo de alimentação, será concedida uma margem de potência, utilizando-se um disjuntor de calibre superior em 3x5 A ao correspondente à potência contratada.

4 - Para efeitos do disposto no número anterior, os valores da potência contratada não podem ser inferiores a 3,45 kVA ou superiores a 13,8 kVA.

5 - A margem de potência, referida no n.º 3, não será concedida se a alimentação trifásica for efectuada a pedido do cliente.

6 - O operador da rede só pode eliminar a margem concedida ao abrigo do disposto no n.º 3 se obtiver do cliente o seu consentimento e, sendo necessário, proceder a modificações da instalação eléctrica do cliente, suportando os respectivos encargos.

Subsecção II
Leitura dos equipamentos de medição

Artigo 149.º
Leitura dos equipamentos de medição

1 - As indicações recolhidas por leitura directa dos equipamentos de medição prevalecem sobre quaisquer outras.

2 - Os operadores das redes são as entidades responsáveis pela leitura dos equipamentos de medição das instalações dos clientes ligadas às suas redes.

3 - Sem prejuízo do estabelecido no número anterior, têm a faculdade de efectuar a leitura dos equipamentos de medição e a sua comunicação, bem como de verificar os respectivos selos, as seguintes entidades:

a) O cliente.

b) O operador da rede a que a instalação do cliente está ligada.

c) O comercializador ou comercializador de último recurso com contrato de fornecimento com o cliente.

4 - A comunicação das leituras recolhidas pelo cliente pode ser efectuada através dos meios que o operador da rede disponibilize para o efeito, nomeadamente mediante comunicação telefónica e electrónica.

5 - A leitura dos equipamentos de medição da responsabilidade dos operadores das redes deve respeitar as seguintes regras:

a) Periodicidade mensal nos clientes em BTE.

b) Nos clientes em BTN deve ser assegurado que o intervalo entre duas leituras não seja superior a 3 meses.

c) Na iluminação pública deve ser assegurado que o intervalo entre duas leituras não seja superior a 6 meses.

6 - No caso dos clientes em BTN, os operadores das redes de distribuição devem diligenciar no sentido dos clientes serem avisados da data em que irão proceder a uma leitura directa do equipamento de medição, ou de que foi tentada, sem êxito, essa leitura, utilizando os meios que considerem adequados para o efeito.

7 - O aviso previsto no número anterior deve conter informação, designadamente sobre os meios disponíveis para o cliente transmitir ao operador da rede de distribuição os seus dados de consumo, fixando um prazo para o efeito.

8 - Nos casos em que não existam leituras dos equipamentos de medição de clientes, podem ser utilizados métodos para estimar o consumo, nos termos e condições definidos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

Artigo 150.º
Leitura extraordinária dos equipamentos de medição

1 - No caso dos clientes em BTN, se, por facto imputável ao cliente, após uma tentativa de leitura, observando o disposto nos n.os 6 e 7 do Artigo 149.º, não for possível o acesso ao equipamento de medição, para efeitos de leitura, durante um período que não deve ultrapassar os 6 meses consecutivos, e não existindo qualquer comunicação por parte do cliente sobre os dados de consumo durante o mesmo período, o operador da rede pode promover a realização de uma leitura extraordinária.

2 - Para os restantes clientes, se, por facto imputável ao cliente, após duas tentativas de leitura, não for possível o acesso ao equipamento de medição para efeitos de leitura, durante

um período que não deve ultrapassar os 6 meses consecutivos, o operador da rede pode promover a realização de uma leitura extraordinária.

3 - Nas situações previstas nos números anteriores, o pagamento dos encargos com a leitura extraordinária é da responsabilidade do cliente.

4 - A data de realização da leitura extraordinária deve ser acordada entre as partes.

5 - Na impossibilidade de acordo sobre uma data para a leitura extraordinária dos equipamentos de medição, num prazo máximo de 20 dias após notificação, os operadores das redes podem interromper o fornecimento, nos termos do Artigo 55.º.

6 - Acordada a data para a realização da leitura extraordinária, se não for possível o acesso ao equipamento de medição para o efeito, por facto imputável ao cliente, os operadores das redes podem interromper o fornecimento, nos termos do Artigo 55.º.

Artigo 151.º
Preços de leitura extraordinária

1 - Os preços de leitura extraordinária são publicados anualmente pela ERSE.

2 - Para efeitos do número anterior, os operadores das redes devem apresentar proposta fundamentada à ERSE, até 15 de Setembro de cada ano.

Artigo 152.º
Correcção de erros de leitura do equipamento de medição

Aos erros de leitura do equipamento de medição é aplicável, com as necessárias adaptações, o estabelecido no Artigo 147.º relativo a erros de medição.

Subsecção III
Perfis de consumo

Artigo 153.º
Perfis de consumo

1 - Às entregas a clientes que não disponham de equipamentos de medição com registo horário, aplicam-se perfis de consumo.

2 - Os perfis de consumo referidos no número anterior são aprovados pela ERSE.

3 - Para efeitos do número anterior, os operadores das redes devem enviar à ERSE proposta conjunta até 30 de Novembro de cada ano.

Subsecção IV
Disponibilização de dados de consumo

Artigo 154.º
Disponibilização de dados de consumo de clientes

1 - A metodologia a adoptar na disponibilização de dados de consumos de clientes deve constar do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

2 - A metodologia prevista no número anterior deve garantir que a disponibilização de informação seja efectuada de modo transparente e não discriminatório.

3 - O processo de disponibilização de dados de consumo de clientes deve ser objecto de auditorias externas nos termos do Artigo 8.º.

Secção VIII
Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados

Artigo 155.º
Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados

1 - Sem prejuízo do disposto no presente Capítulo, as regras e os procedimentos a observar na medição, leitura e disponibilização de dados devem integrar o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

2 - O guia referido no número anterior é aprovado pela ERSE.

3 - Para efeitos do disposto no número anterior, o operador da rede de transporte e os operadores das redes de distribuição devem apresentar à ERSE proposta conjunta devidamente fundamentada, no prazo de 120 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

4 - O Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados pode ser alterado mediante proposta das entidades previstas no número anterior, bem como na sequência de solicitação da ERSE às entidades responsáveis pela sua proposta.

5 - O Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, depois de aprovado pela ERSE, deve ser objecto de divulgação pelos operadores de redes, designadamente por publicitação e disponibilização nas suas páginas na internet.

Artigo 156.º
Conteúdo do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados

O Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados referido no Artigo 155.º deve contemplar, entre outras, regras sobre as seguintes matérias:

a) Fornecimento e instalação de equipamentos de medição, de acordo com os princípios gerais definidos a este respeito para cada ponto de medição no presente regulamento.

b) Características dos equipamentos de medição, designadamente a classe de precisão mínima.

c) Verificação obrigatória dos equipamentos de medição e regras a adoptar na verificação no caso de existência de duplo equipamento de medição.

d) Verificação extraordinária dos equipamentos de medição.

e) Situações e condições em que é possível a existência de duplo equipamento de medição e regras relativas ao ajuste dos equipamentos e prevalência dos dados recolhidos.

f) Medição a tensão diferente da tensão de fornecimento.

g) Recolha de indicações dos equipamentos de medição, designadamente o número de leituras a efectuar nos equipamentos de medição instalados nos pontos de medição dos clientes em BTN e BTE, nos restantes pontos de medição a clientes que não disponham de equipamento que permita a telecontagem, bem como as regras relativas à leitura extraordinária de equipamentos de medição.

h) Correcção de erros de medição e de leitura.

i) Marcação de leituras extraordinárias.

j) Estimação dos consumos das instalações de clientes.

k) Aplicação de estimativas de consumo sempre que não ocorra a leitura dos equipamentos de medição, devendo observar os princípios da existência de mais do que um método de cálculo das estimativas e da possibilidade de escolha pelo cliente.

l) Aplicação de perfis de consumo a instalações que não disponham de equipamentos de medição com registo horário.

m) Facturação, nos termos previstos no presente regulamento, quando os equipamentos de medição ou de controlo da potência contratada se revelem inadequados à opção tarifária dos clientes.

n) Implementação e operação dos sistemas de telecontagem, nos termos do Artigo 157.º.

o) Metodologia de adequação entre a energia entrada na rede e os consumos atribuídos aos comercializadores e comercializadores de último recurso.

p) Disponibilização de informação aos comercializadores e comercializadores de último recurso das quantidades de energia eléctrica fornecidas aos seus clientes em cada período de acerto de contas.

q) Disponibilização pelas entidades que operam as redes dos dados de consumo recolhidos nos pontos de medição dos clientes.

r) Medição, leitura e disponibilização de dados de instalações de produção de energia eléctrica.

Artigo 157.º
Regras relativas a telecontagem

1 - As regras a observar na implementação e operação dos sistemas de telecontagem constantes do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, incluirão, entre outras, as seguintes matérias:

a) Especificação técnica dos equipamentos de medição e telecontagem.

b) Procedimentos de verificação e aferição do sistema de medição.

c) Procedimentos de verificação e manutenção do sistema de comunicações e telecontagem.

d) Procedimentos a observar na parametrização e partilha dos dados de medição.

e) Situações em que é possível efectuar a parametrização remota dos equipamentos de medição e respectivos procedimentos a adoptar.

f) Procedimentos relativos à correcção de erros de medição, leitura e de comunicação de dados à distância.

g) Regras a adoptar na realização de auditorias externas ao funcionamento dos sistemas de telecontagem, de periodicidade não superior a dois anos, devendo os seus resultados ser comunicados à ERSE.

2 - As disposições relativas à leitura dos equipamentos de medição integrados nos sistemas de telecontagem e previstas no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados devem prever as regras e procedimentos a seguir sempre que não seja possível a recolha remota de dados.

Capítulo X
Escolha de comercializador de energia eléctrica

Secção I
Elegibilidade para escolha de comercializador de energia eléctrica

Artigo 158.º
Clientes elegíveis

São elegíveis para escolha de comercializador de energia eléctrica todas as instalações consumidoras de energia eléctrica.

Artigo 159.º
Instalação consumidora

Para efeitos da presente Secção, considera-se instalação consumidora:

a) A instalação eléctrica licenciada pelas entidades competentes nos termos da regulamentação aplicável.

b) O conjunto de instalações eléctricas licenciado nos termos da alínea anterior e que de acordo com o respectivo licenciamento obedeça a uma exploração conjunta, nomeadamente, centros comerciais, complexos desportivos, recintos de espectáculos, parques de campismo e similares.

c) O conjunto de instalações eléctricas cujo licenciamento permita um só ponto de ligação à rede.

Secção II
Escolha do comercializador

Artigo 160.º
Escolha do comercializador

1 - A escolha pelo cliente do comercializador de energia eléctrica, para cada instalação consumidora, efectua-se mediante a celebração de um contrato com uma entidade legalmente habilitada a fornecer energia eléctrica.

2 - A mudança de comercializador processa-se nos termos previstos na Secção III do presente Capítulo.

Artigo 161.º

Modalidades de contratação

1 - Para efeitos da escolha do comercializador de energia eléctrica, são consideradas modalidades de contratação de energia eléctrica:

a) A celebração de contrato de fornecimento de energia eléctrica com comercializadores, nos termos previstos no Capítulo XI.

b) A celebração de contrato de fornecimento de energia eléctrica com comercializadores de último recurso, nos termos previstos no Capítulo XI.

c) A contratação do fornecimento de energia eléctrica por recurso às plataformas de negociação dos mercados organizados, nos termos previstos na Secção II do Capítulo XII.

d) A celebração de contrato bilateral de fornecimento com entidades legalmente habilitadas a fornecer energia eléctrica, nos termos previstos na Secção III do Capítulo XII.

2 - As modalidades de contratação previstas nas alíneas c) e d) do número anterior são reservadas aos clientes que sejam agentes de mercado, assim definidos nos termos da Secção I do Capítulo XII.

3 - Com a celebração de um contrato de fornecimento, uma das partes compromete-se a disponibilizar e a outra a receber a energia eléctrica contratada aos preços e condições fixadas no mesmo contrato.

4 - O fornecimento de energia eléctrica através de contratos de fornecimento com comercializadores ou comercializadores de último recurso isenta o cliente da celebração de qualquer contrato de uso das redes.

5 - Nos termos do disposto no número anterior, os comercializadores ou comercializadores de último recurso são responsáveis pelo cumprimento das obrigações decorrentes do acesso às redes dos seus clientes, designadamente pelo pagamento das obrigações decorrentes do acesso às redes, relativamente aos operadores das redes a que as instalações dos seus clientes se encontrem ligadas.

Artigo 162.º

Fornecimento de energia eléctrica no âmbito do sistema eléctrico público

1 - Os clientes que pretendam aderir ao sistema eléctrico público devem solicitar a celebração de um contrato de fornecimento com o comercializador de último recurso da área geográfica onde se localiza a instalação.

2 - Os clientes que, após cessação do contrato de fornecimento de energia eléctrica com um comercializador, não obtenham de nenhum outro fornecedor condições para a celebração de novo contrato de fornecimento de energia eléctrica podem celebrar contrato de fornecimento com o comercializador de último recurso da área geográfica onde se localiza a instalação, no âmbito das obrigações de serviço universal daquela entidade.

Secção III
Mudança de comercializador

Artigo 163.º
Princípios gerais

1 - O cliente tem o direito de mudar de comercializador de energia eléctrica até 4 vezes em cada período de 12 meses consecutivos, não podendo ser exigido o pagamento de qualquer encargo pela mudança.

2 - O limite ao número de mudanças de comercializador no número anterior não se aplica aos clientes que sejam agentes de mercado.

3 - A mudança de comercializador de energia eléctrica deve considerar os procedimentos necessários para o efeito, a aprovar pela ERSE.

4 - Para efeitos de apuramento dos valores a repercutir em cada contrato, na mudança de comercializador, envolvendo facturações que abranjam um período diferente do acordado para facturação, designadamente, dos encargos de acesso à rede, considerar-se-á uma distribuição diária uniforme desses encargos.

5 - A existência de valores em dívida de um cliente junto de um comercializador de energia eléctrica não deve impedir a mudança para outro comercializador, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.

6 - A existência de valores em dívida para com o operador da rede a que a instalação consumidora do cliente se encontra ligada, ou para com um comercializador de último recurso, que não tenham sido contestadas junto de tribunais ou de entidades com competência para a resolução extrajudicial de conflitos, impede este de escolher um outro fornecedor de energia eléctrica.

7 - A verificação do cumprimento dos procedimentos de mudança de comercializador fica sujeita à realização de auditoria nos termos previstos no Artigo 8.º.

Artigo 164.º

Gestão do processo de mudança de comercializador

1 - Os procedimentos e os prazos a adoptar na gestão do processo de mudança de comercializador, considerando os princípios gerais referidos no artigo anterior, bem como a informação a disponibilizar aos agentes envolvidos nas respectivas mudanças, são aprovados pela ERSE.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior e considerando o previsto na alínea a) do n.º 2 do Artigo 12.º, o operador da rede de distribuição em MT e AT deve apresentar à ERSE proposta fundamentada no prazo de 90 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento.

Artigo 165.º

Informação no âmbito da mudança de comercializador

1 - O operador da rede de distribuição em MT e AT, na função de gestão do processo de mudança de comercializador, deve enviar à ERSE, até ao dia 15 de cada mês, informação referente a:

a) Número de clientes que no mês findo solicitaram a mudança de comercializador, por carteira de comercializador de destino e de origem.

b) Número de clientes que no mês findo solicitaram a celebração de um contrato de fornecimento com um comercializador de último recurso.

c) Composição agregada das carteiras de cada comercializador, por nível de tensão e tipo de fornecimento no mês findo.

2 - A informação referida no número anterior deve conter, nomeadamente, os seguintes elementos:

a) Número de clientes por carteira de comercializador e por nível de tensão de alimentação e tipo de fornecimento.

b) Número de mudanças de comercializador, por nível de tensão de alimentação e tipo de fornecimento.

c) Consumo realizado no mês findo, por carteira de comercializador, por nível de tensão de alimentação e tipo de fornecimento.

d) Potência contratada dos clientes em cada carteira de comercializador, por nível de tensão de fornecimento.

3 - A informação constante dos números anteriores deve ser fornecida pelo operador da rede de distribuição em MT e AT aos restantes operadores das redes em formato e frequência a definir por acordo entre as partes.

4 - O operador da rede de distribuição em MT e AT deve ainda enviar à ERSE, até ao dia 15 de cada mês, informação sobre os clientes que no mês findo começaram a ser fornecidos no âmbito dos sistemas eléctricos públicos, mencionando, designadamente, o seu número e consumo médio anual por nível de tensão de fornecimento.

Capítulo XI
Relacionamento comercial com os clientes de energia eléctrica

Secção I
Disposições gerais

Artigo 166.º
Objecto

O presente Capítulo tem por objecto as regras aplicáveis ao relacionamento comercial entre comercializadores ou comercializadores de último recurso e os clientes com os quais tenham celebrado contrato de fornecimento de energia eléctrica.

Artigo 167.º
Protecção dos consumidores

1 - No exercício das suas actividades, os comercializadores e os comercializadores de último recurso devem assegurar a protecção dos consumidores, designadamente quanto à prestação do serviço, ao direito de informação, à qualidade do serviço prestado, às tarifas e preços, à repressão de cláusulas abusivas e à resolução de conflitos, em particular aos consumidores abrangidos pela prestação de serviços públicos considerados essenciais, nos termos da Lei n.º 23/96, de 26 de Julho.

2 - Ao abrigo do direito de informação estabelecido no número anterior, cabe aos comercializadores, aos comercializadores de último recurso e, sempre que se justifique, aos operadores das redes de distribuição, informar os consumidores de forma completa, clara e adequada sobre as condições em que o serviço é prestado, nos termos e relativamente às matérias previstos no presente regulamento e no RQS.

Artigo 168.º

Relacionamento comercial com os clientes

1 - As regras aplicáveis ao relacionamento comercial entre os comercializadores, comercializadores de último recurso e os respectivos clientes são as previstas nos artigos seguintes, sem prejuízo de outra legislação aplicável, designadamente em matéria de protecção dos consumidores.

2 - O relacionamento comercial com os clientes é assegurado pelo comercializador ou comercializador de último recurso com quem celebrou um contrato de fornecimento de energia eléctrica, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.

3 - As matérias relativas a ligações às redes, avarias e leitura dos equipamentos de medição podem ser tratadas directamente com o operador da rede a cujas redes a instalação do cliente se encontra ligada.

4 - Considerando o disposto no número anterior, os comercializadores e comercializadores de último recurso devem informar os seus clientes das matérias a tratar directamente pelo operador da rede da área geográfica onde se localizam as respectivas instalações, indicando os meios de contacto adequados para o efeito.

5 - As regras de relacionamento entre os comercializadores, comercializadores de último recurso e o operador da rede de distribuição necessárias para operacionalizar o relacionamento comercial com os clientes devem constar do contrato de uso das redes celebrado entre comercializador ou comercializador de último recurso e o operador da rede de distribuição.

6 - Os comercializadores que recorram a métodos de venda agressiva, tais como, os contratos celebrados à distância, vendas ao domicilio e equiparadas, devem publicar um Código de Conduta que estabeleça as práticas a utilizar neste tipo de vendas, nos termos previstos no RQS.

Secção II

Obrigações de serviço público e de serviço universal

Artigo 169.º

Obrigações de serviço público

1 - Os comercializadores e os comercializadores de último recurso devem observar no exercício das suas actividades o disposto neste regulamento e na demais legislação aplicável em matéria de obrigações de serviço público.

2 - Nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, são obrigações de serviço público, nomeadamente:

a) A segurança, a regularidade e a qualidade do abastecimento.

b) A garantia da universalidade de prestação do serviço.

c) A protecção dos consumidores, designadamente quanto a tarifas e preços.

d) A promoção da eficiência energética, a protecção do ambiente e a racionalidade de utilização dos recursos renováveis e endógenos.

Artigo 170.º
Serviço universal

Cumulativamente às obrigações de serviço público, referidas no artigo anterior, os comercializadores de último recurso ficam sujeitos a obrigações de serviço universal, devendo assegurar o fornecimento de energia eléctrica a todos os consumidores que o solicitem, em observância da legislação aplicável, nomeadamente a relativa à protecção do consumidor, aplicando as tarifas e preços regulados publicados pela ERSE.

Artigo 171.º
Obrigação de fornecimento

1 - Os comercializadores de último recurso são obrigados, dentro das suas áreas geográficas de actuação, a fornecer energia eléctrica a quem a requisitar, nos termos estabelecidos no presente regulamento e com observância das demais exigências legais e regulamentares, até ao limite de potência requisitada para efeitos de ligação.

2 - A obrigação de fornecimento prevista no número anterior só existe quando as instalações eléctricas estiverem devidamente licenciadas e mantidas em bom estado de conservação e funcionamento, nos termos das disposições legais aplicáveis, e efectuada a respectiva ligação à rede.

3 - Para além do disposto no número anterior, não existe obrigação de fornecimento quando não se encontre regularizado o pagamento de dívidas vencidas provenientes de contratos de fornecimento celebrados entre o mesmo comercializador de último recurso e o mesmo cliente, independentemente da instalação em causa, desde que essas dívidas não tenham sido contestadas junto dos tribunais ou de entidades com competência para a resolução extrajudicial de conflitos.

4 - No caso de fornecimentos a instalações provisórias e eventuais, a obrigação de fornecimento prevista no n.º 1 fica limitada à existência e à capacidade disponível de rede.

Secção III
Contrato de fornecimento de energia eléctrica

Artigo 172.º
Contrato de fornecimento de energia eléctrica

1 - Os contratos de fornecimento de energia eléctrica entre os comercializadores e os seus clientes devem especificar, nomeadamente os seguintes aspectos:

a) A identidade e o endereço do comercializador.

b) Os serviços fornecidos e os níveis de qualidade desses serviços, bem como a data de início do fornecimento.

c) Outro tipo de serviços que sejam contemplados no contrato, designadamente serviços de manutenção.

d) A possibilidade de registo como cliente com necessidades especiais, nos termos previstos no RQS.

e) Os meios através dos quais pode ser obtida informação actualizada sobre as tarifas e preços e outros encargos eventualmente aplicáveis.

f) A duração do contrato, as condições de renovação e termo do contrato e dos serviços que lhe estejam associados.

g) Os indicadores e padrões de qualidade de serviço aplicáveis, bem como as compensações e as disposições de reembolso aplicáveis quando os padrões de qualidade de serviço estabelecidos ou contratados não forem observados.

h) Os prazos máximos de resposta a pedidos de informação e reclamações que lhes sejam dirigidos.

i) O método a utilizar para efeitos de resolução de eventuais conflitos.

2 - As condições contratuais devem ser equitativas e previamente conhecidas do consumidor antes da celebração ou confirmação do contrato de fornecimento.

3 - As condições contratuais devem ainda ser redigidas em linguagem clara e compreensível, sem carácter enganador ou abusivo, em conformidade com o regime jurídico vigente em matéria de cláusulas contratuais gerais.

4 - Os comercializadores devem informar directamente, de forma antecipada e fundamentada, os seus clientes de qualquer intenção de alterar as condições contratuais vigentes, incluindo as alterações que consistam no aumento de preços livremente acordados entre as partes, caso

em que devem ser informados em momento anterior ao período normal de facturação que incluiria esse aumento.

5 - Os clientes são livres de rescindir os contratos celebrados com os comercializadores sempre que não aceitem as novas condições contratuais que lhes forem comunicadas, nos termos do número anterior, devendo ser informados do direito à rescisão do contrato nas referidas circunstâncias.

6 - A cessação do contrato de fornecimento por iniciativa do comercializador só pode ocorrer depois de decorrido um prazo definido na metodologia a adoptar na gestão do processo de mudança de comercializador aprovada pela ERSE, nos termos do Capítulo X deste regulamento.

Artigo 173.º
Contrato de fornecimento a celebrar com os comercializadores de último recurso

1 - Além do disposto no Artigo 172.º deste regulamento, os contratos de fornecimento de energia eléctrica a celebrar entre os comercializadores de último recurso e os seus clientes devem integrar como condições contratuais gerais um conjunto mínimo de informações aprovado pela ERSE, na sequência de propostas apresentadas pelos comercializadores de último recurso, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

2 - A aprovação do conjunto mínimo de informações referido no número anterior deve ser antecedida de consulta às associações de consumidores de âmbito nacional e de interesse genérico e às de interesse específico para o sector eléctrico, as quais se devem pronunciar no prazo máximo de 20 dias úteis após o envio do pedido de consulta.

3 - Salvo acordo entre as partes, o contrato de fornecimento de energia eléctrica tem por objecto uma instalação de utilização.

4 - Para cada instalação, será definida a tensão de fornecimento, a potência contratada e a opção tarifária a considerar para efeitos de facturação.

5 - A cessação do contrato de fornecimento de energia eléctrica pode verificar-se:

a) Por acordo entre as partes.

b) Por denúncia por parte do cliente, nos termos previstos no contrato, podendo ser efectuada a todo o tempo no caso dos clientes em BTN.

c) Pela celebração de contrato de fornecimento com outro comercializador.

d) Pela entrada em vigor do contrato de uso das redes, no caso dos clientes que sejam agentes de mercado.

e) Pela interrupção do fornecimento de energia eléctrica, por facto imputável ao cliente, que se prolongue por um período superior a 60 dias.

f) Por morte do titular do contrato, salvo nos casos de transmissão por via sucessória.

g) Por extinção da entidade titular do contrato.

Artigo 174.º
Contrato de fornecimento de instalações eventuais e provisórias

1 - No caso de instalações eventuais, a duração do contrato de fornecimento de energia eléctrica é condicionada à duração do evento que a origina.

2 - No caso de instalações provisórias, a renovação do contrato de fornecimento de energia eléctrica fica condicionada aos termos e prazos constantes da respectiva licença.

Artigo 175.º
Alteração da potência contratada

1 - Os clientes em BTN podem, a todo o tempo, solicitar a alteração da potência contratada, até ao limite da potência requisitada.

2 - Sem prejuízo do disposto no Artigo 130.º, para fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE, nos casos em que nas instalações do cliente se tenha procedido a investimentos com vista à utilização mais racional da energia eléctrica, da qual tenha resultado uma redução da potência contratada com carácter permanente, o pedido de redução de potência contratada deve ser satisfeito no mês seguinte.

3 - O aumento de potência contratada, por um cliente abrangido pelo número anterior, antes de decorrido o prazo de 12 meses, concede aos comercializadores de último recurso o direito de actualizar a potência contratada para o valor anterior à redução, bem como o de cobrar, desde a data de redução, a diferença entre o encargo de potência que teria sido facturado se não houvesse redução da potência contratada e o efectivamente cobrado.

Artigo 176.º
Características da energia eléctrica fornecida

1 - Em cada ponto de entrega, a energia eléctrica será fornecida à tensão definida contratualmente, com as tolerâncias estabelecidas no Regulamento da Qualidade de Serviço aplicável.

2 - Em baixa tensão considera-se, para efeitos contratuais, que o fornecimento se efectua à tensão de 400 V entre fases, a que corresponde 230 V entre fase e neutro.

Artigo 177.º
Cedência de energia eléctrica a terceiros

1 - O cliente não pode ceder a terceiros, a título gratuito ou oneroso, a energia eléctrica que adquire, salvo quando for autorizado pelas autoridades administrativas competentes.

2 - Para efeitos de aplicação do presente artigo, considera-se cedência de energia eléctrica a terceiros a veiculação de energia eléctrica entre instalações de utilização distintas, ainda que tituladas pelo mesmo cliente.

3 - A cedência de energia eléctrica a terceiros, prevista no presente artigo, pode constituir fundamento para a interrupção do fornecimento de energia eléctrica, nos termos do Artigo 55.º.

Secção IV
Prestação de caução

Artigo 178.º
Prestação de caução

1 - Os comercializadores de último recurso podem exigir aos clientes em MAT, AT, MT e BTE a prestação de caução a seu favor, para garantir o cumprimento das obrigações decorrentes do contrato de fornecimento de energia eléctrica.

2 - O não exercício do direito previsto no número anterior, aquando da celebração do contrato, não prejudica que o comercializador de último recurso venha a exigir posteriormente a prestação de caução, designadamente quando se verifique um aumento da potência contratada ou a alteração da opção tarifária.

3 - No caso dos clientes em BTN, salvo os clientes com instalações eventuais e os clientes com instalações provisórias, os comercializadores de último recurso só têm o direito de exigir a prestação de caução nas situações de restabelecimento do fornecimento, na sequência de interrupção decorrente de incumprimento contratual imputável ao cliente.

4 - Os clientes em BTN podem obstar à prestação de caução exigida nos termos do número anterior, se, regularizada a dívida objecto do incumprimento, optarem pela transferência bancária como forma de pagamento das suas obrigações para com os comercializadores de último recurso.

5 - Quando prestada a caução ao abrigo do disposto no n.º 3, se o cliente em BTN vier posteriormente a optar pela transferência bancária como forma de pagamento ou permanecer em situação de cumprimento contratual, continuadamente durante o período de dois anos, a caução será objecto de devolução, findo este prazo.

Artigo 179.º
Meios e formas de prestação da caução

Salvo acordo entre as partes, a caução é prestada em numerário, cheque ou transferência electrónica ou através de garantia bancária ou seguro-caução.

Artigo 180.º
Cálculo do valor da caução

1 - O valor da caução deve corresponder aos valores médios de facturação, por cliente, opção tarifária e potência contratada, num período de consumo igual ao período de facturação acrescido do prazo de pagamento da factura.

2 - Compete à ERSE estabelecer a metodologia de cálculo do valor da caução.

3 - Para efeitos do disposto no número anterior, os comercializadores de último recurso devem apresentar proposta fundamentada à ERSE no prazo de 60 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

Artigo 181.º
Alteração do valor da caução

Prestada a caução, os comercializadores de último recurso podem exigir a alteração do seu valor quando se verifique um aumento da potência contratada ou a alteração da opção tarifária, nos termos do disposto no artigo anterior.

Artigo 182.º
Utilização da caução

1 - Os comercializadores de último recurso devem utilizar o valor da caução para a satisfação do seu crédito, quando o cliente interpelado para o pagamento da sua dívida, se mantiver em situação de incumprimento.

2 - Accionada a caução, os comercializadores de último recurso podem exigir a sua reconstituição ou o seu reforço em prazo não inferior a dez dias úteis, por escrito, nos termos do disposto no Artigo 180.º.

Artigo 183.º

Restituição da caução

1 - A caução deve ser restituída ao cliente, sem necessidade de ser solicitada por este, aquando do termo ou da resolução do contrato de fornecimento.

2 - A caução prestada nos termos do presente regulamento considera-se válida até ao termo ou resolução do contrato de fornecimento, qualquer que seja a entidade que nessa data assegure o serviço de fornecimento de energia eléctrica, ainda que não se trate daquela com quem o cliente contratou inicialmente o serviço, podendo o cliente exigir desse comercializador a restituição da caução.

3 - Cessado o contrato de fornecimento de energia eléctrica por qualquer das formas legal ou contratualmente estabelecidas, a quantia a restituir relativa à caução, prestada através de numerário, ou outro meio de pagamento à vista, resultará da actualização do valor da caução, com base no Índice de Preços no Consumidor, depois de deduzidos os montantes eventualmente em dívida.

4 - Para efeitos do disposto no número anterior e no n.º 5 do Artigo 178.º, a actualização do valor da caução a restituir é referida à data da prestação ou da última alteração do valor da caução, não podendo ser anterior a 1 de Janeiro de 1999.

5 - Para efeitos do disposto no n.º 3, a referida actualização terá por base o último índice mensal de preços no consumidor, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, excepto habitação, relativo a Portugal continental.

Secção V
Facturação e pagamento

Artigo 184.º

Facturação

1 - A facturação apresentada pelos comercializadores e comercializadores de último recurso aos seus clientes tem por base a informação sobre os dados de consumo disponibilizada pelos operadores das redes, nos termos do Capítulo IX deste regulamento.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, os dados de consumo disponibilizados pelos operadores das redes que sejam obtidos por utilização de estimativas de consumo devem ter em conta o direito do cliente à escolha da metodologia a aplicar, de entre as opções existentes.

3 - A facturação dos preços das tarifas com valor fixo mensal deve considerar o número de dias a que diz respeito a factura, correspondendo o valor a facturar ao produto do número de dias pelo valor diário, apurado através do produto do encargo mensal por um factor igual ao quociente entre o número de meses do ano e o número de dias do ano.

Artigo 185.º
Periodicidade da facturação

1 - Salvo acordo em contrário, a periodicidade da facturação de energia eléctrica entre os comercializadores, os comercializadores de último recurso e os respectivos clientes é mensal.

2 - As partes podem, nos termos do número anterior, acordar num prazo de periodicidade diferente do previsto, desde que o cliente considere que o prazo lhe é mais favorável.

3 - Sempre que a periodicidade acordada nos termos dos números anteriores não for observada, o pagamento do valor exigido pode ser fraccionado em prestações mensais a pedido do cliente, considerando o período de facturação apresentado a pagamento, sem prejuízo do regime aplicável em sede de prescrição e caducidade.

4 - Se o incumprimento da periodicidade da facturação resultar de facto não imputável ao cliente, às prestações mensais previstas no número anterior não devem acrescer quaisquer juros legais ou convencionados.

Artigo 186.º
Informação sobre tarifas e preços

1 - Os comercializadores e os comercializadores de último recurso devem informar, anualmente, os seus clientes sobre a composição das tarifas e preços aplicáveis, incluindo os custos de interesse económico geral e a quantificação do seu impacte nas tarifas de Venda a Clientes Finais.

2 - Os comercializadores e comercializadores de último recurso devem informar, anualmente, os seus clientes sobre as informações relevantes para que estes possam optar pelas condições que considerem mais vantajosas no âmbito das tarifas e preços aplicáveis, designadamente sobre opções tarifárias, períodos tarifários, ciclos horários e outras informações que se revelem úteis à utilização eficiente da energia eléctrica.

3 - As informações previstas nos números anteriores devem ser prestadas através dos meios considerados mais adequados a um acesso efectivo pelos clientes às referidas informações.

Artigo 187.º

Preços a aplicar pelos comercializadores

1 - Os preços dos fornecimentos de energia eléctrica dos comercializadores aos seus clientes são acordados livremente entre as partes.

2 - Sem prejuízo do disposto no número anterior, os preços praticados pelos comercializadores incluem uma parcela que corresponde às tarifas de acesso às redes, estabelecidas nos termos do Regulamento Tarifário.

3 - Os preços das tarifas de acesso às redes resultam da soma dos preços das tarifas aplicadas a seguir indicadas:

a) Tarifa de Uso Global do Sistema.

b) Tarifa de Uso da Rede de Transporte.

c) Tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

Artigo 188.º

Tarifas a aplicar pelos comercializadores de último recurso

1 - Aos fornecimentos dos comercializadores de último recurso aos seus clientes são aplicadas as tarifas de Venda a Clientes Finais, estabelecidas nos termos do Regulamento Tarifário.

2 - As tarifas aplicáveis aos clientes em MAT, AT, MT e BTE são compostas pelos preços relativos a:

a) Termo tarifário fixo.

b) Potência contratada.

c) Potência em horas de ponta.

d) Energia activa.

e) Energia reactiva.

3 - As tarifas aplicáveis aos clientes em BTN são compostas pelos preços relativos a:

a) Potência contratada.

b) Energia activa.

4 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais resultam da soma dos preços das tarifas aplicadas a seguir indicadas:

a) Tarifa de Energia.

b) Tarifa de Uso Global do Sistema.

c) Tarifa de Uso da Rede de Transporte.

d) Tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

e) Tarifa de Comercialização.

Artigo 189.º
Opções tarifárias

1 - Em cada nível de tensão são colocadas à disposição dos clientes as opções tarifárias estabelecidas no Regulamento Tarifário.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, os comercializadores de último recurso devem informar e aconselhar o cliente sobre a opção tarifária que se apresenta mais favorável para o seu caso específico.

3 - A opção tarifária é da escolha do cliente, não podendo ser alterada durante um período mínimo de um ano, salvo acordo em contrário entre as partes.

Artigo 190.º
Facturação do termo tarifário fixo, potência contratada e potência em horas de ponta em MAT, AT, MT e BTE pelos comercializadores de último recurso

1 - Nos fornecimentos de energia eléctrica pelos comercializadores de último recurso em MAT, AT, MT e BTE, o termo tarifário fixo será facturado de acordo com os preços fixados para cada nível de tensão, em euros por mês.

2 - Nos fornecimentos de energia eléctrica pelos comercializadores de último recurso em MAT, AT, MT e BTE, os valores da potência contratada e da potência em horas de ponta, calculados de acordo com o estabelecido no Capítulo IX, são facturados por aplicação dos respectivos preços definidos para cada opção tarifária e por nível de tensão, em euros por kW, por mês.

3 - Para efeitos de facturação, consideram-se como potência contratada e potência em horas de ponta de um conjunto de pontos de entrega a uma instalação consumidora, respectivamente, a soma das potências contratadas e a soma das potências em horas de ponta dos vários pontos de entrega, mesmo no caso de existência de um contrato único.

Artigo 191.º

Facturação dos encargos de potência em BTN pelos comercializadores de último recurso

1 - Para fornecimentos de energia eléctrica em BTN pelos comercializadores de último recurso, os encargos de potência contratada são facturados de acordo com os preços fixados para cada escalão de potência contratada, em euros por mês.

2 - Para determinação da potência contratada de um cliente com vários pontos de entrega, aplica-se o disposto no n.º 3 do Artigo 190.º.

Artigo 192.º

Facturação de energia activa

A energia activa fornecida pelos comercializadores de último recurso é facturada por aplicação dos preços definidos para cada período tarifário, por opção tarifária e por nível de tensão, em euros por kWh.

Artigo 193.º

Facturação de energia reactiva

1 - Apenas há lugar a facturação de energia reactiva nos fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE.

2 - A energia reactiva consumida designa-se de indutiva e a fornecida à rede designa-se de capacitiva.

3 - A facturação dos encargos de energia reactiva pelos comercializadores de último recurso será efectuada de acordo com o disposto no Artigo 276.º.

Artigo 194.º

Facturação em períodos que abranjam mudança de tarifário

1 - A facturação pelos comercializadores de último recurso em períodos que abranjam mudança de tarifário deve obedecer às regras constantes dos números seguintes.

2 - Para efeitos de aplicação dos respectivos preços, os dados de consumo obtidos a partir de leitura ou de estimativa devem ser distribuídos pelos períodos anterior e posterior à data de entrada em vigor do novo tarifário, de forma diária e uniforme.

3 - A facturação do termo tarifário fixo, da potência contratada e da potência em horas de ponta deve ser efectuada por aplicação dos preços vigentes em cada período às quantidades correspondentes, considerando uma distribuição diária e uniforme das quantidades apuradas no período a que a factura respeita.

Artigo 195.º
Facturação durante a interrupção do fornecimento

A interrupção do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente não suspende a facturação da potência contratada e do termo tarifário fixo.

Artigo 196.º
Acertos de facturação

1 - Os acertos de facturação podem ser motivados, designadamente pelas seguintes situações:

a) Anomalia de funcionamento do equipamento de medição.

b) Procedimento fraudulento.

c) Facturação baseada em estimativa de consumo.

d) Correcção de erros de medição, leitura e facturação.

2 - O valor apurado com o acerto de facturação nos contratos celebrados com os comercializadores de último recurso deverá ser liquidado em prazo idêntico ao estipulado para pagamento da factura seguinte à data de comunicação da correcção que motivou o acerto de facturação.

3 - Quando o valor apurado com o acerto de facturação for a favor do cliente o seu pagamento deve ser efectuado por compensação de crédito na própria factura que tem por objecto o acerto, salvo declaração expressa em sentido diverso por parte do cliente.

4 - Quando o valor apurado no âmbito do acerto de facturação for a favor do comercializador de último recurso, aplica-se o disposto nos n.os 3 e 4 do Artigo 185.º, considerando para o efeito o número de meses objecto do acerto de facturação.

5 - Os acertos de facturação a efectuar pelos comercializadores de último recurso subsequentes à facturação que tenha tido por base a estimativa dos consumos devem utilizar os dados disponibilizados pelo operador da rede de distribuição, ou comunicados pelo cliente, recolhidos a partir de leitura directa do equipamento de medição, e ter em conta os prazos de prescrição e caducidade.

6 - O comercializador de último recurso não será responsável pela inobservância do disposto no número anterior se, cumprido o disposto nos n.os 6 e 7 do Artigo 149.º e no n.º 1 do Artigo 6.º do presente regulamento, por facto imputável ao cliente, não foi possível obter os dados de consumo recolhidos a partir da leitura directa do equipamento de medição.

7 - Para efeitos de acertos de facturação, no início e no fim dos contratos celebrados com os comercializadores de último recurso, aplica-se o disposto no n.º 3 do Artigo 184.º.

Artigo 197.º
Factura de energia eléctrica

1 - As facturas a apresentar pelos comercializadores aos seus clientes devem conter os elementos necessários a uma completa, clara e adequada compreensão dos valores facturados.

2 - Os comercializadores devem informar os seus clientes da desagregação dos valores facturados, evidenciando, nomeadamente, os valores relativos às tarifas de acesso às redes.

3 - Através da factura, inserindo-as no seu conteúdo ou acompanhando o seu envio aos clientes, os comercializadores e os comercializadores de último recurso podem disponibilizar informações consideradas essenciais ao fornecimento de energia eléctrica, designadamente sobre preços, modalidades de facturação e pagamento, padrões de qualidade de serviço e procedimentos sobre resolução de conflitos, devendo ser evitada a utilização da factura para fins promocionais de outros produtos ou serviços que não os relacionados com o fornecimento ou a utilização da energia.

4 - Além do disposto nos números anteriores, os comercializadores de último recurso devem submeter a apreciação prévia da ERSE o formato e o conteúdo das facturas a apresentar aos respectivos clientes.

Artigo 198.º
Rotulagem de energia eléctrica

1 - Sem prejuízo do disposto na lei, nas facturas de energia eléctrica ou na documentação que as acompanhe ou outro material promocional disponibilizado aos clientes, os comercializadores e os comercializadores de último recurso devem especificar de forma clara e compreensível para os seus clientes as seguintes informações:

a) A contribuição de cada fonte de energia para o total de energia eléctrica adquirida.

b) Os impactes ambientais correspondentes aos fornecimentos de energia eléctrica, designadamente produção de resíduos radioactivos e emissões de CO_2, SO_2 e NO_x.

c) As fontes de consulta em que se baseiam as informações disponibilizadas ao público sobre os impactes ambientais resultantes da produção de energia eléctrica comercializada.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, nos casos em que a energia eléctrica é adquirida num mercado organizado ou importada de um país que se situa fora da União Europeia, os comercializadores e os comercializadores de último recurso, na ausência de informação mais rigorosa, podem utilizar indicadores disponibilizados pelos respectivos mercados.

3 - A informação sobre CO_2 e resíduos radioactivos, incluída na informação prevista na alínea b) do n.º 1, deve ser expressa respectivamente em grama/kWh e micrograma/kWh.

4 - Os elementos a disponibilizar aos clientes, nos termos do disposto nos n.^{os} 1 e 2, devem incluir informação sobre as consequências ambientais mais relevantes da energia eléctrica que lhes é fornecida.

5 - Os comercializadores e os comercializadores de último recurso devem enviar à ERSE informação sobre a forma como estão a operacionalizar a rotulagem e as informações transmitidas aos seus clientes.

6 - A informação referida no número anterior deve ser enviada até 31 de Março do ano seguinte a que respeita.

Artigo 199.º
Pagamento

1 - Os comercializadores e os comercializadores de último recurso devem proporcionar aos seus clientes uma ampla escolha quanto aos meios de pagamento, devendo o pagamento ser efectuado nas modalidades acordadas entre as partes.

2 - Os comercializadores e os comercializadores de último recurso são responsáveis pelo cumprimento das obrigações decorrentes do uso das redes pelos seus clientes, designadamente pelo pagamento das tarifas reguladas aplicadas pelos operadores das redes a que as instalações dos clientes se encontrem ligadas.

3 - Os comercializadores e os comercializadores de último recurso são responsáveis pelo pagamento de eventuais compensações definidas nos termos do RQS perante os seus clientes, uma vez recebidos os valores dos operadores das redes.

Artigo 200.º

Prazos de pagamento

O prazo limite de pagamento mencionado na correspondente factura dos comercializadores de último recurso é de:

a) 10 dias úteis, a contar da data de apresentação da factura, para os clientes em BTN e para a iluminação pública.

b) 26 dias, a contar da data de apresentação da factura, para os clientes em MAT, AT, MT e BTE.

Artigo 201.º

Mora

1 - O não pagamento das facturas dos comercializadores de último recurso dentro do prazo estipulado para o efeito constitui o cliente em mora e pode fundamentar a interrupção do fornecimento de energia eléctrica, nos termos do Artigo 202.º.

2 - Os atrasos de pagamento ficam sujeitos a cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do dia seguinte ao do vencimento da factura.

3 - Tratando-se de clientes em BTN dos comercializadores de último recurso, se o valor resultante do cálculo dos juros previsto no número anterior não atingir uma quantia mínima a publicar anualmente pela ERSE, os atrasos de pagamento podem ficar sujeitos ao pagamento dessa quantia, de modo a cobrir exclusivamente os custos de processamento administrativo originados pelo atraso.

4 - Para efeitos do número anterior, os comercializadores de último recurso devem apresentar proposta fundamentada à ERSE, até 15 de Setembro de cada ano.

Secção VI

Interrupção do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente

Artigo 202.º

Interrupção do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente

1 - Além do disposto no Artigo 55.º deste regulamento, os comercializadores de último recurso podem solicitar ao operador da rede a interrupção do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente nas seguintes situações:

a) Falta de pagamento no prazo estipulado dos montantes devidos, nos termos do Artigo 196.º, do Artigo 201.º e do Artigo 203.º.

b) Falta de prestação ou de actualização da caução, quando exigível nos termos do Artigo 178.º e do Artigo 182.º.

2 - A interrupção do fornecimento por facto imputável ao cliente só pode ter lugar após pré-aviso a efectuar pelo operador da rede, com uma antecedência mínima de 10 dias relativamente à data em que irá ocorrer.

3 - No caso dos clientes em BT, a interrupção do fornecimento por facto imputável ao cliente não pode ter lugar no último dia útil da semana ou na véspera de um feriado.

4 - A falta de pagamento dos montantes apurados em resultado de acerto de facturação, previsto no n.º 5 do Artigo 196.º, não deve permitir a interrupção do fornecimento de energia eléctrica quando seja invocada a prescrição ou caducidade, nos termos e pelos meios previstos na lei.

Secção VII
Procedimentos fraudulentos

Artigo 203.º
Procedimentos fraudulentos

1 - Qualquer procedimento susceptível de falsear o funcionamento normal ou a leitura dos equipamentos de medição de energia eléctrica ou controlo de potência constitui violação do contrato de fornecimento de energia eléctrica.

2 - A verificação do procedimento fraudulento e o apuramento da responsabilidade civil e criminal que lhe possam estar associadas obedecem às regras constantes da legislação específica aplicável.

3 - Sem prejuízo do disposto no número anterior, as entidades lesadas com o procedimento fraudulento têm o direito de serem ressarcidas das quantias que venham a ser devidas em razão das correcções efectuadas.

4 - A determinação dos montantes previstos no número anterior deve considerar o regime de tarifas e preços aplicável ao período durante o qual perdurou o procedimento fraudulento, bem como todos os factos relevantes para a estimativa dos fornecimentos realmente efectuados, designadamente as características da instalação de utilização, o regime de funcionamento e os fornecimentos antecedentes, se os houver.

5 - No âmbito do contrato de uso das redes, celebrado ao abrigo do RARI, pode ser acordado entre as partes que os encargos devidos em resultado do procedimento fraudulento sejam facturados pelo comercializador aos seus clientes.

6 - O disposto no número anterior não isenta o cliente da responsabilidade pelo pagamento dos encargos resultantes de procedimento fraudulento, a qual não se transfere para o comercializador.

Capítulo XII
Regime de mercado

Secção I
Disposições Gerais

Artigo 204.º
Regime de Mercado

Para efeitos do presente Regulamento, considera-se regime de mercado a contratação de energia eléctrica através das seguintes modalidades:

a) Contratação de energia eléctrica por recurso às plataformas de negociação dos mercados organizados.

b) Celebração de contrato bilateral com entidades legalmente habilitadas a fornecer energia eléctrica.

Artigo 205.º
Acesso ao regime de mercado

1 - Estão habilitados a aceder ao regime de mercado as entidades detentoras do estatuto de agente de mercado.

2 - Podem adquirir ou tornar efectivo o estatuto de agente de mercado as seguintes entidades:

a) Produtor em regime ordinário.

b) Produtor em regime especial.

c) Comercializador.

d) Comercializador de último recurso.

e) Agente Comercial.

f) Cliente ou entidade abastecida por co-gerador.

g) Outros agentes dos mercados organizados não mencionados nas alíneas anteriores.

3 - No caso das entidades mencionadas na alínea f) do número anterior, a efectivação do estatuto de agente de mercado está dependente da verificação das seguintes condições:

a) O interessado informa previamente a entidade responsável pelo processo de mudança de comercializador que pretende celebrar um contrato bilateral ou contratar o fornecimento de energia eléctrica por recurso às plataformas de negociação dos mercados organizados.

b) Os direitos e obrigações decorrentes do acesso às redes são individualmente atribuídos à entidade que pretende efectivar o estatuto de agente de mercado, através da celebração de Contrato de Uso das Redes, nos termos definidos no presente regulamento e no RARI.

c) O relacionamento comercial da entidade que pretende efectivar o estatuto de agente de mercado com os operadores das redes é assegurado de acordo com o estabelecido no contrato de uso das redes, nos termos estabelecidos no RARI.

4 - O acesso ao regime de mercado é formalizado com a celebração do Contrato de Adesão ao Sistema de Acerto de Contas, devendo o utilizador das redes que seja agente de mercado obedecer às condições nele estabelecidas.

Artigo 206.º
Condições a integrar no Contrato de Adesão ao Sistema de Acerto de Contas

As Condições a integrar no Contrato de Adesão ao Sistema de Acerto de Contas, são estabelecidas no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, previsto na Secção III do Capítulo III.

Secção II
Mercados organizados

Artigo 207.º
Princípios e disposições gerais

O funcionamento dos mercados organizados baseia-se nos princípios da transparência, da concorrência, da liquidez, da objectividade, da auto-organização e do auto financiamento dos mercados.

Artigo 208.º
Mercados organizados

Os mercados organizados são os seguintes:

a) Mercados a prazo, que compreendem as transacções referentes a blocos de energia eléctrica com entrega posterior ao dia seguinte da contratação, de liquidação quer por entrega física, quer por diferenças.

b) Mercados diários, que compreendem as transacções referentes a blocos de energia eléctrica com entrega no dia seguinte ao da contratação, de liquidação necessariamente por entrega física.

c) Mercados intradiários, que compreendem as transacções referentes aos ajustes ao programa contratado no mercado diário.

Artigo 209.º
Operadores de mercado

1 - Os operadores de mercado são as entidades responsáveis pela gestão dos mercados organizados, constituídos nos termos da legislação aplicável ao exercício da actividade.

2 - A actividade dos operadores de mercado deve ser exercida em obediência aos princípios da transparência, objectividade e independência.

3 - Para assegurar a observância dos princípios enunciados no número anterior, os operadores de mercado devem implementar sistemas internos de controlo e promover a realização de auditorias externas por entidades independentes, bem como justificar as decisões tomadas perante todos os agentes de mercado.

4 - Os procedimentos de actuação dos operadores de mercado obedecem a regras próprias, previstas no Artigo 212.º, devendo ser disponibilizados a todos os interessados.

Artigo 210.º
Agentes dos mercados organizados

1 - A admissão de agentes de mercado nos mercados organizados processa-se de acordo com as regras próprias definidas pelos operadores de mercado, considerando o disposto no Artigo 212.º.

2 - Podem ser admitidos aos mercados organizados, além das entidades legalmente habilitadas para o efeito, os agentes de mercado definidos nos termos do n.º 2 do Artigo 3.º do presente regulamento.

3 - Os agentes de mercado que participem nos mercados organizados estão sujeitos ao cumprimento das disposições do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas previsto no Artigo 36.º.

Artigo 211.º

Condições de participação nos mercados organizados

As condições de participação dos diversos agentes nos mercados organizados de energia eléctrica, incluindo os direitos, obrigações e prestação de garantias são definidas nas regras próprias dos mercados organizados previstas no Artigo 212.º.

Artigo 212.º

Regras dos mercados organizados

1 - Os operadores de mercado devem assegurar a existência e a divulgação a todos os interessados e ao público em geral das regras de participação e operação nos mercados organizados.

2 - As regras mencionadas no número anterior são sujeitas a registo ou autorização pelas entidades competentes, nos termos da legislação aplicável a mercados organizados, sem prejuízo dos processos de concertação e cooperação estabelecidos entre as entidades de supervisão competentes.

Artigo 213.º

Comunicação da contratação em mercados organizados

1 - Os operadores de mercado devem comunicar ao operador da rede de transporte, na sua função de Acerto de Contas, para cada membro participante, as quantidades físicas contratadas.

2 - A comunicação referida no número anterior deverá considerar as quantidades físicas desagregadas por períodos de execução, individualizando as quantidades em que o agente de mercado actua como comprador e como vendedor.

3 - O formato, o conteúdo e os procedimentos a observar na apresentação de comunicações das quantidades físicas contratadas a que se refere o n.º 1 são estabelecidos no âmbito do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

Secção III
Contratação bilateral

Artigo 214.º
Contratos bilaterais

1 - Os contratos bilaterais podem ser estabelecidos entre as seguintes entidades:

a) Dois agentes de mercado.

b) Um agente de mercado co-gerador e as entidades por ele abastecidas.

2 - Com a celebração de um contrato bilateral, uma das partes compromete-se a vender e a outra a comprar a energia eléctrica contratada, ajustada para perdas, aos preços e condições fixadas no mesmo contrato.

3 - Os agentes de mercado que celebrem contratos bilaterais estão sujeitos ao cumprimento das disposições do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, previsto no Artigo 36.º.

Artigo 215.º
Comunicação de celebração de contratos bilaterais

1 - Os agentes de mercado devem comunicar ao operador da rede de transporte, no âmbito da função de Acerto de Contas, a celebração de contratos bilaterais, indicando os períodos em que o contrato é executado.

2 - As partes contraentes podem acordar que uma das partes assume a responsabilidade pela comunicação de informação relativa à execução do contrato referida no número anterior.

3 - A comunicação das quantidades físicas associadas a contratos bilaterais deve observar as seguintes regras:

a) Os produtores e os co-geradores contraentes de contratos bilaterais apresentarão ao operador da rede de transporte, no âmbito da função Acerto de Contas, comunicações de concretização de cada contrato bilateral, indicando a unidade de produção e o respectivo período de execução.

b) Nos casos em que intervenham produtores como entidades adquirentes, deve ser indicada a instalação produtora cuja energia eléctrica será eventualmente substituída pela do contrato em questão, a qual deve ser considerada como instalação consumidora.

c) As comunicações indicarão, para cada período de acerto de contas de um horizonte semanal de programação, actualizado em base diária, a quantidade de energia eléctrica contratada.

d) O formato, o conteúdo e os procedimentos a observar na apresentação de comunicações de concretização de contratos bilaterais são estabelecidos no âmbito do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

e) Os agentes de mercado que tenham celebrado contratos bilaterais podem proceder a alterações às quantidades programadas nos termos previstos no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

Artigo 216.º
Procedimentos de liquidação dos contratos bilaterais

1 - O processo de liquidação relativo à energia eléctrica contratada através de contratos bilaterais é da responsabilidade exclusiva dos contraentes.

2 - A verificação e valorização dos desvios é efectuada pelo operador da rede de transporte, no âmbito da sua função de Acerto de Contas, nos termos previstos no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

Secção IV
Informação sobre o mercado

Artigo 217.º
Informação a prestar pelos operadores de mercado

1 - Sem prejuízo das regras próprias dos mercados organizados, os operadores de mercado devem assegurar o registo e a divulgação da informação relevante sobre o funcionamento do mercado aos agentes dos mercados organizados, ao público em geral e às entidades de supervisão e regulação.

2 - Sem prejuízo das regras próprias definidas para os mercados organizados quanto ao respectivo conteúdo e forma de divulgação, a informação sobre os mercados organizados deve ser baseada nos seguintes princípios:

a) A informação a recolher e a divulgar sistematicamente incluirá todos os factos considerados relevantes para a formação dos preços no mercado.

b) A informação é divulgada simultaneamente a todos os intervenientes no mercado.

c) A informação deve ser organizada de modo a assegurar a confidencialidade da informação comercialmente sensível relativa a cada agente em particular, sem prejuízo da observância do princípio da transparência sobre o funcionamento do mercado.

Artigo 218.º

Informação a prestar pelo Acerto de Contas no âmbito da contratação bilateral

1 - O operador da rede de transporte, no âmbito da sua função de Acerto de Contas, informará os agentes de mercado, na parte que lhes diz respeito, da recepção da comunicação de celebração de contratos bilaterais e da quantidade de energia eléctrica admissível no sistema eléctrico, em função de eventuais restrições técnicas, observando o disposto no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

2 - As obrigações de informação por parte dos agentes de mercado contraentes de contratos bilaterais são estabelecidas no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

Artigo 219.º

Informação sobre condições do mercado

1 - Os agentes de mercado que sejam membros de mercados organizados ou que se tenham constituído como contraentes em contratos bilaterais devem informar o operador da rede de transporte, no âmbito da função de Acerto de Contas, de todos os factos susceptíveis de influenciar de forma relevante o funcionamento do mercado ou a formação dos preços.

2 - Os factos mencionados no número anterior incluem, designadamente:

a) Os planos de indisponibilidades dos centros electroprodutores associados a agentes de mercado produtores de energia eléctrica.

b) As indisponibilidades não planeadas dos centros electroprodutores associados a agentes de mercado produtores de energia eléctrica.

c) Outros factos que possam determinar restrições não previstas na participação dos produtores de energia eléctrica no mercado, designadamente os que decorram da ruptura, verificada ou iminente, dos abastecimentos de energia primária ou da descida dos níveis dos reservatórios das centrais hídricas de produção de energia eléctrica.

3 - O Acerto de Contas, sempre que considere relevante ou que verifique a não concretização da informação prestada pelos agentes de mercado nos termos dos números anteriores, pode solicitar ao agente em causa informação adicional que permita, designadamente, enquadrar e explicar a não verificação das condições inicialmente comunicadas, tornando públicos, sem perda da confidencialidade legalmente definida, os elementos explicativos apresentados.

4 - Os operadores das redes de distribuição devem igualmente informar o operador da rede de transporte, no âmbito da função de Acerto de Contas, de quaisquer ocorrências, designadamente incidentes e constrangimentos, que possam impedir a normal exploração das suas redes e o cumprimento da contratação de energia eléctrica efectuada.

5 - A comunicação ao operador da rede de transporte, no âmbito da função de Acerto de Contas, de todos os factos susceptíveis de influenciar de forma relevante o funcionamento do mercado ou a formação dos preços pelos agentes mencionados no presente artigo deve ser imediata.

6 - Compete ao operador da rede de transporte, no âmbito da função de Acerto de Contas, a divulgação pública dos factos de que tenha conhecimento nos termos do presente artigo, de forma célere e não discriminatória.

Parte III – Relacionamento comercial nas Regiões Autónomas

Capítulo XIII
Relacionamento comercial

Secção I
Concessionária do transporte e distribuição da RAA

Artigo 220.º

Actividades da concessionária do transporte e distribuição

1 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA desenvolve as seguintes actividades:

a) Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.

b) Distribuição de Energia Eléctrica.

c) Comercialização de Energia Eléctrica.

2 - A separação das actividades referidas no número anterior deve ser realizada em termos contabilísticos.

3 - O exercício das actividades de distribuição de energia eléctrica e de gestão do sistema eléctrico deve obedecer à legislação aplicável e ao disposto no Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAA previsto no Artigo 224.º.

Artigo 221.º

Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema

A actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema corresponde à compra de energia eléctrica, onde se inclui a aquisição de energia eléctrica aos produtores vinculados e

aos produtores não vinculados, para fornecimento aos clientes da RAA, bem como a gestão técnica global do sistema eléctrico de cada uma das ilhas que integram a RAA.

Artigo 222.º
Distribuição de Energia Eléctrica

1 - A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica corresponde ao planeamento, estabelecimento, operação, manutenção e coordenação da rede de transporte e distribuição por forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até às instalações dos clientes.

2 - A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é exercida em regime exclusivo, sem prejuízo do direito de acesso às respectivas redes por terceiros.

3 - No âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica compete à concessionária do transporte e distribuição:

a) Receber energia eléctrica dos centros electroprodutores ligados às redes de transporte e distribuição.

b) Transmitir a energia eléctrica através da rede de transporte, assegurando as condições técnicas do seu funcionamento operacional.

c) Indicar às entidades ligadas às redes de transporte e distribuição ou que a elas se pretendem ligar, as características e parâmetros essenciais para o efeito.

d) Planear e promover o desenvolvimento das redes de transporte e distribuição por forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até aos clientes em adequadas condições técnicas.

e) Proceder à manutenção das redes de transporte e distribuição e coordenar o funcionamento das respectivas instalações.

f) Assegurar o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço que lhe sejam aplicáveis.

g) Garantir a existência de capacidade disponível por forma a permitir a realização do direito de acesso às redes nas condições previstas no RARI.

4 - Consideram-se incluídos na actividade de distribuição de energia eléctrica os serviços associados ao uso das redes de distribuição, nomeadamente a contratação, a leitura, a facturação e a cobrança, bem como as ligações às redes.

Artigo 223.º
Comercialização de Energia Eléctrica

A actividade de Comercialização de Energia Eléctrica engloba a estrutura comercial de venda de energia eléctrica aos clientes da RAA responsável pelos serviços de contratação, facturação e cobrança de energia eléctrica.

Artigo 224.º
Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público

1 - O Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAA deve contemplar, entre outras, regras sobre as seguintes matérias:

a) Modalidades e procedimentos associados à celebração de contratos bilaterais físicos.

b) Metodologia de cálculo e valorização dos desvios nas transacções efectuadas no âmbito de contratos bilaterais físicos.

c) Metodologia do ajustamento para perdas das transacções efectuadas no âmbito de contratos bilaterais físicos.

d) Modalidades e procedimentos de cálculo do valor das garantias a prestar pelos agentes que actuam fora do sistema eléctrico público.

e) Descrição dos procedimentos associados à recolha, registo e divulgação da informação.

f) Critérios de segurança da exploração.

g) Actuação em caso de alteração da frequência.

h) Planos de deslastre de cargas.

i) Planos de reposição do serviço.

j) Plano de indisponibilidades.

k) Actuação perante a ocorrência de avarias, nomeadamente da rede de telecomunicações de segurança ou do sistema de telecomando das instalações.

l) Tipificação das situações excepcionais e dos procedimentos a adoptar.

m) Condições gerais dos contratos de garantia de abastecimento, bem como os critérios a observar na selecção das propostas para a celebração destes contratos, nos termos da Secção VI do presente Capítulo.

2 - O Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAA deve ainda incluir uma descrição do sistema de acerto de contas para a liquidação das transacções entre o sistema eléctrico público e o sistema eléctrico não vinculado.

3 - O Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAA é aprovado pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pela concessionária do transporte e distribuição, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

4 - A ERSE, por sua iniciativa, ou mediante proposta da concessionária do transporte e distribuição pode proceder à alteração do Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAA, ouvindo previamente as entidades a quem este Manual se aplica, nos prazos estabelecidos pela ERSE.

5 - A concessionária do transporte e distribuição deve disponibilizar a versão actualizada do Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAA a qualquer entidade abrangida pela sua aplicação, designadamente na sua página na internet.

Secção II
Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

Artigo 225.º
Actividades da concessionária do transporte e distribuidor vinculado

1 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM desenvolve as seguintes actividades:

a) Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.

b) Distribuição de Energia Eléctrica.

c) Comercialização de Energia Eléctrica.

2 - A separação das actividades referidas no número anterior deve ser realizada em termos contabilísticos.

3 - O exercício das actividades de distribuição de energia eléctrica e de gestão técnica do sistema deve obedecer à legislação aplicável, e ao disposto no Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAM previsto no Artigo 229.º.

Artigo 226.º
Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema

A actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema corresponde à compra de energia eléctrica, onde se inclui a aquisição de energia eléctrica aos produtores vinculados e

aos produtores não vinculados, para fornecimento aos clientes da RAM, bem como a gestão técnica global do sistema eléctrico de cada uma das ilhas que integram a RAM.

Artigo 227.º
Distribuição de Energia Eléctrica

1 - A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica corresponde ao planeamento, estabelecimento, operação, manutenção e coordenação da rede de transporte e distribuição por forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até às instalações dos clientes.

2 - A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é exercida em regime exclusivo, sem prejuízo do direito de acesso às respectivas redes por terceiros.

3 - No âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica compete à concessionária do transporte e distribuidor vinculado:

a) Receber energia eléctrica dos centros electroprodutores ligados às redes de transporte e distribuição.

b) Transmitir a energia eléctrica através da rede de transporte, assegurando as condições técnicas do seu funcionamento operacional.

c) Indicar às entidades ligadas às redes de transporte e distribuição ou que a elas se pretendem ligar, as características e parâmetros essenciais para o efeito.

d) Planear e promover o desenvolvimento das redes de transporte e distribuição por forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até aos clientes em adequadas condições técnicas.

e) Proceder à manutenção das redes de transporte e distribuição e coordenar o funcionamento das respectivas instalações.

f) Assegurar o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço que lhe sejam aplicáveis.

g) Garantir a existência de capacidade disponível por forma a permitir a realização do direito de acesso às redes nas condições previstas no RARI.

4 - Consideram-se incluídos na actividade de distribuição de energia eléctrica os serviços associados ao uso das redes de distribuição, nomeadamente a contratação, a leitura, a facturação e a cobrança, bem como as ligações às redes.

Artigo 228.º

Comercialização de Energia Eléctrica

A actividade de Comercialização de Energia Eléctrica engloba a estrutura comercial de venda de energia eléctrica aos clientes da RAM responsável pelos serviços de contratação, facturação e cobrança de energia eléctrica.

Artigo 229.º

Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público

1 - O Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAM deve contemplar, entre outras, regras sobre as seguintes matérias:

a) Modalidades e procedimentos associados à celebração de contratos bilaterais físicos.

b) Metodologia de cálculo e valorização dos desvios nas transacções efectuadas no âmbito de contratos bilaterais físicos.

c) Metodologia do ajustamento para perdas das transacções efectuadas no âmbito de contratos bilaterais físicos.

d) Modalidades e procedimentos de cálculo do valor das garantias a prestar pelos agentes que actuam fora do sistema eléctrico público.

e) Descrição dos procedimentos associados à recolha, registo e divulgação da informação.

f) Critérios de segurança da exploração.

g) Actuação em caso de alteração da frequência.

h) Planos de deslastre de cargas.

i) Planos de reposição do serviço.

j) Plano de indisponibilidades.

k) Actuação perante a ocorrência de avarias, nomeadamente da rede de telecomunicações de segurança ou do sistema de telecomando das instalações.

l) Tipificação das situações excepcionais e dos procedimentos a adoptar.

m) Condições gerais dos contratos de garantia de abastecimento, bem como os critérios a observar na selecção das propostas para a celebração destes contratos, nos termos da Secção VI do presente Capítulo.

2 - O Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAM deve ainda incluir uma descrição do sistema de acerto de contas para a liquidação das transacções entre aquele sistema e o sistema eléctrico não vinculado.

3 - O Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAM é aprovado pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

4 - A ERSE, por sua iniciativa, ou mediante proposta da concessionária do transporte e distribuidor vinculado pode proceder à alteração do Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAM, ouvindo previamente as entidades a quem este Manual se aplica, nos prazos estabelecidos pela ERSE.

5 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve disponibilizar a versão actualizada do Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAM a qualquer entidade abrangida pela sua aplicação, designadamente na sua página na internet.

Secção III
Ligações à rede

Artigo 230.º
Norma remissiva

Às ligações à rede nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira aplicam-se as disposições constantes do Capítulo VIII deste regulamento, sem prejuízo das regras especificamente aplicáveis, nos termos dos artigos seguintes.

Artigo 231.º
Redes

Para efeitos do disposto na presente secção, consideram se redes dos sistemas eléctricos públicos as redes já estabelecidas que integram estes sistemas à data da requisição da ligação.

Artigo 232.º
Modificações na instalação a ligar à rede

1 - Para ligações em BT no sistema eléctrico público da RAA e no sistema eléctrico público da RAM, se a potência requisitada for igual ou superior respectivamente a 20 kVA ou a 50 kVA, a concessionária do transporte e distribuição na RAA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado na RAM podem exigir que o requisitante coloque à sua disposição um

local apropriado ao estabelecimento e exploração de um posto de transformação, com as dimensões mínimas por ele indicadas para cada categoria de rede.

2 - Nas situações previstas no número anterior, aplica-se o disposto nos n.os 4 e 5 do Artigo 92.º, considerando que as propostas neles referidas devem ser apresentadas pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

Artigo 233.º
Elementos de ligação para uso exclusivo e uso partilhado

1 - Na RAA e na RAM, a proposta referida no n.º 4 do Artigo 90.º deve ser apresentada, respectivamente pela concessionária do transporte e distribuição e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

2 - Na RAM, para efeitos de ligações em BT, a construção dos elementos de ligação para uso exclusivo é sempre promovida pelo requisitante da ligação.

3 - Na RAA e na RAM, a proposta referida no n.º 5 do Artigo 96.º deve ser apresentada, respectivamente, pela concessionária do transporte e distribuição e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

Artigo 234.º
Reforço das redes

Na RAA e na RAM, a proposta referida no n.º 6 do Artigo 97.º deve ser apresentada, respectivamente, pela concessionária do transporte e distribuição e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

Artigo 235.º
Orçamento

1 - Considerando o disposto no n.º 2 do Artigo 233.º, para efeitos de ligações à rede em BT na RAM que envolvam unicamente a construção de elementos de ligação para uso exclusivo, não é aplicável à concessionária do transporte e distribuidor vinculado o dever de apresentação de orçamento, previsto no Capítulo VIII deste regulamento.

2 - Para efeitos de aplicação do disposto no n.º 3 do Artigo 100.º, relativo aos estudos necessários para a elaboração do orçamento, as propostas referidas devem ser apresentadas pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

Artigo 236.º

Expansão da rede

As disposições relativas à expansão da rede em BT, constantes do Capítulo VIII deste regulamento, não são aplicáveis às ligações às redes dos sistemas eléctricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Artigo 237.º

Iluminação pública

1 - No sistema eléctrico público da RAA, o estabelecimento das redes de iluminação pública e os respectivos encargos são considerados no âmbito do contrato de concessão de transporte e distribuição de energia eléctrica.

2 - No sistema eléctrico público da RAM, o estabelecimento das redes de iluminação pública e os respectivos encargos são objecto de contrato entre a concessionária do transporte e distribuidor vinculado e o Governo Regional ou os municípios.

Artigo 238.º

Ligação entre a rede de transporte e a rede de distribuição

As regras relativas à ligação entre a rede de transporte e a rede de distribuição, previstas na Secção IV do Capítulo VIII do presente regulamento, não são aplicáveis às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, nas quais a operação da rede de transporte e a operação da rede de distribuição são exercidas cumulativamente pela mesma entidade.

Artigo 239.º

Ligação à rede de instalações produtoras

Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, o ponto e o nível de tensão de ligação à rede de instalações produtoras são indicados pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, na observância das melhores condições técnicas e económicas para os respectivos sistemas eléctricos.

Artigo 240.º

Código do ponto de entrega

A aplicação do regime previsto no Artigo 121.º relativo à codificação dos pontos de entrega é de carácter voluntário nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Artigo 241.º

Informação no âmbito das ligações às redes

1 - Os requisitantes de novas ligações às redes ou de aumentos de potência requisitada devem disponibilizar à concessionária do transporte e distribuição da RAA ou à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM a informação técnica necessária à elaboração de estudos para avaliar a possibilidade de facultar a ligação e dos planos de expansão das redes.

2 - Para efeitos de aplicação do disposto no n.º 4 do Artigo 118.º, as propostas referidas devem ser apresentadas pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

Secção IV

Medição

Artigo 242.º

Norma remissiva

A medição de energia eléctrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira deve observar as disposições constantes do Capítulo IX deste regulamento com as adaptações necessárias, nos termos dos artigos seguintes.

Artigo 243.º

Operadores de redes

As obrigações e direitos atribuídos ao operador da rede de transporte e aos operadores das redes de distribuição no Capítulo IX consideram-se atribuídas à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, designadamente para efeitos de aplicação do disposto no n.º 3 do Artigo 144.º, no n.º 2 do Artigo 151.º e no n.º 3 do Artigo 155.º.

Artigo 244.º

Pontos de medição

No âmbito da presente secção, e para efeitos de medição, leitura e disponibilização de dados, são considerados pontos de medição de energia eléctrica:

a) As ligações de instalações de produtores às redes.

b) As ligações das instalações de clientes.

Artigo 245.º

Fronteira entre redes

Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira não se aplicam a Secção IV, Secção V e Secção VI do Capítulo IX do presente regulamento.

Secção V

Comercialização de energia eléctrica

Artigo 246.º

Disposição especial

Considerando o disposto no Artigo 2.º e no Capítulo VII do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, a actividade de comercialização de energia eléctrica continua a ser exercida nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, respectivamente, pela concessionária do transporte e distribuição e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

Artigo 247.º

Norma remissiva

Sem prejuízo do disposto no artigo anterior, as disposições constantes do Capítulo XI, relativas aos comercializadores de último recurso em Portugal continental, aplicam-se à concessionária do transporte e distribuição na RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado na RAM, no âmbito da sua actividade de comercialização de energia eléctrica.

Artigo 248.º

Regime de caução

1 - Para efeitos de aplicação do regime de caução, previsto no Artigo 178.º, consideram-se clientes em BTN, nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, os clientes cuja potência contratada é inferior ou igual a 41,4 kVA.

2 - As propostas sobre o valor da caução, previstas no n.º 3 do Artigo 180.º devem ser apresentadas pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

Artigo 249.º

Facturação e pagamento

1 - Salvo acordo entre as partes, a facturação aos clientes é mensal.

2 - O prazo limite de pagamento mencionado na correspondente factura é de:

a) 10 dias úteis, a contar da data de apresentação da factura, para os clientes em BTN e para a iluminação pública.

b) 26 dias, a contar da data de apresentação da factura, para os clientes em AT, MT e BTE.

Artigo 250.º
Mora

Para efeitos de aplicação do disposto no n.º 4 do Artigo 201.º, as propostas nele referidas devem ser apresentadas pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

Artigo 251.º
Interrupções de fornecimento

1 - Sem prejuízo do disposto no número seguinte, no que respeita às interrupções de fornecimento de energia eléctrica aplicam-se as disposições constantes da Secção IV do Capítulo IV e do Artigo 202.º.

2 - O número máximo de interrupções por razões de serviço nos sistemas eléctricos públicos nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é de oito por ano e por cliente afectado, não podendo cada interrupção ter uma duração superior a oito horas.

Secção VI
Contratos de garantia de abastecimento

Artigo 252.º
Contrato de garantia de abastecimento

1 - O contrato de garantia de abastecimento é celebrado entre a concessionária do transporte e distribuição da RAA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e um fornecedor de energia eléctrica através de contratos bilaterais físicos, mediante o qual a concessionária se compromete a garantir um determinado abastecimento de energia eléctrica, sob determinadas condições.

2 - Quando se considere existirem condições para tal, nos termos do artigo seguinte, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM podem celebrar contratos de garantia de abastecimento com as seguintes entidades:

a) Produtores não vinculados.

b) Co-geradores que pretendam exercer o direito de fornecer energia eléctrica por acesso às redes da RAM ao abrigo de legislação específica.

3 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, identificam, até 15 de Setembro de cada ano, as disponibilidades dos sistemas eléctricos públicos para celebrar contratos de garantia de abastecimento.

4 - A informação referida no número anterior deve ser disponibilizada a todos os interessados.

Artigo 253.º
Condições para a celebração de contratos de garantia de abastecimento

1 - As condições de activação da garantia de abastecimento bem como a contrapartida a pagar são estabelecidas no contrato a celebrar nos termos previstos na presente secção.

2 - As condições gerais dos contratos de garantia de abastecimento, bem como os critérios a observar na selecção das propostas para a celebração dos contratos de garantia de abastecimento são objecto dos Manuais de Procedimentos do Acesso e Operação dos sistemas eléctricos públicos da RAA e da RAM.

3 - Os interessados na celebração de contratos de garantia de abastecimento devem apresentar à concessionária do transporte e distribuição da RAA ou à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM propostas para a celebração dos referidos contratos, observando os procedimentos estabelecidos nos Manuais de Procedimentos do Acesso e Operação dos sistemas eléctricos públicos da RAA e da RAM.

Artigo 254.º
Informação

A concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem enviar à ERSE, anualmente, a lista de contratos de garantia de abastecimento celebrados, com informação sobre a duração de cada contrato, bem como a potência garantida e a contrapartida acordada pela garantia de abastecimento.

Secção VII
Produtores de energia eléctrica

Artigo 255.º
Obrigação de fornecimento dos produtores vinculados

Os produtores vinculados comprometem-se a abastecer em exclusivo os sistemas eléctricos públicos das Regiões Autónomas, nos termos dos contratos de vinculação celebrados respectivamente com a concessionária do transporte e distribuição da RAA e com a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

Artigo 256.º
Relacionamento comercial com os produtores

1 - O relacionamento comercial entre os produtores vinculados e a concessionária do transporte e distribuição da RAA é estabelecido através da celebração de um contrato de fornecimento de energia eléctrica vinculado.

2 - O relacionamento comercial entre os produtores vinculados e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM é estabelecido através da celebração de um contrato de vinculação.

3 - O relacionamento comercial entre os produtores não vinculados e a concessionária do transporte e distribuição da RAA é estabelecido através da celebração de um contrato de fornecimento de energia eléctrica não vinculado.

Capítulo XIV
Convergência tarifária

Artigo 257.º
Âmbito de aplicação

1 - O presente Capítulo estabelece a forma como se processam as relações comerciais no âmbito da convergência tarifária de Portugal continental e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

2 - As entidades abrangidas pelo presente Capítulo são as seguintes:

a) A entidade concessionária da RNT.

b) A concessionária do transporte e distribuição da RAA.

c) A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

Artigo 258.º
Princípios gerais

1 - O relacionamento comercial no âmbito da convergência tarifária atende ao disposto no Artigo 67.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro.

2 - Os custos com a convergência tarifária dos sistemas eléctricos públicos em Portugal continental e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira são partilhados pelos clientes do SEN.

Artigo 259.º
Custos com a convergência tarifária

1 - Os custos anuais com a convergência tarifária nos sistemas eléctricos públicos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira são publicados pela ERSE e determinados nos termos do Regulamento Tarifário.

2 - Os custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira são transferidos mensalmente, salvo se a entidade concessionária da RNT e a concessionária do transporte e distribuição da RAA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM acordarem noutra periodicidade.

3 - Os valores mensais a transferir para a concessionária do transporte e distribuição da RAA e para a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, pela entidade concessionária da RNT, são determinados nos termos do Regulamento Tarifário.

Artigo 260.º
Pagamento dos custos com a convergência tarifária

1 - As formas e os meios de pagamento dos custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira devem ser objecto de acordo entre a entidade concessionária da RNT e a concessionária do transporte e distribuição da RAA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

2 - O prazo de pagamento dos valores mensais relativos aos custos com a convergência tarifária é de 25 dias a contar do último dia do mês a que dizem respeito.

3 - O não pagamento dentro do prazo estipulado para o efeito constitui a entidade concessionária da RNT em mora.

4 - Os atrasos de pagamento ficam sujeitos a cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao do vencimento do pagamento de cada valor mensal.

Parte IV – Garantias administrativas e resolução de conflitos

Capítulo XV
Garantias administrativas

Artigo 261.º
Admissibilidade de petições, queixas e denúncias

Sem prejuízo do recurso aos tribunais, as entidades interessadas podem apresentar junto da ERSE quaisquer petições, queixas ou denúncias contra acções ou omissões das entidades reguladas que intervêm no SEN, que possam constituir inobservância das regras previstas no presente regulamento e não revistam natureza contratual.

Artigo 262.º
Forma e formalidades

As petições, queixas ou denúncias, previstas no artigo anterior, são dirigidas por escrito à ERSE, devendo das mesmas constar obrigatoriamente os fundamentos de facto que as justificam, bem como, sempre que possível, os meios de prova necessários à sua instrução.

Artigo 263.º
Instrução e decisão

À instrução e decisão sobre as petições, queixas ou denúncias apresentadas aplicam-se as disposições constantes do Código do Procedimento Administrativo.

Capítulo XVI
Resolução de conflitos

Artigo 264.º
Disposições gerais

1 - Os interessados podem apresentar reclamações junto da entidade com quem se relacionam contratual ou comercialmente, sempre que considerem que os seus direitos não

foram devidamente acautelados, em violação do disposto no presente regulamento e na demais legislação aplicável.

2 - Os comercializadores são obrigados a manter um registo actualizado dos seus clientes e das reclamações por eles apresentadas.

3 - As regras relativas à forma e meios de apresentação de reclamações previstas no número anterior, bem como sobre o seu tratamento, são as definidas nos termos do Regulamento da Qualidade de Serviço aplicável.

4 - Sem prejuízo do recurso aos tribunais, judiciais e arbitrais, nos termos da lei, se não for obtida junto da entidade do SEN com quem se relacionam uma resposta atempada ou fundamentada ou a mesma não resolver satisfatoriamente a reclamação apresentada, os interessados podem solicitar a sua apreciação pela ERSE, individualmente ou através de organizações representativas dos seus interesses.

5 - A intervenção da ERSE deve ser solicitada por escrito, invocando os factos que motivaram a reclamação e apresentando todos os elementos de prova de que se disponha.

6 - A ERSE promove a resolução de conflitos através da mediação, conciliação e arbitragem voluntária.

Artigo 265.º
Arbitragem voluntária

1 - Os conflitos emergentes do relacionamento comercial e contratual previsto no presente regulamento podem ser resolvidos através do recurso a sistemas de arbitragem voluntária.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, as entidades que intervêm no relacionamento comercial no âmbito do SEN podem propor aos seus clientes a inclusão no respectivo contrato de uma cláusula compromissória para a resolução dos conflitos que resultem do cumprimento de tais contratos.

3 - Ainda para efeitos do disposto no n.º 1, a ERSE pode promover, no quadro das suas competências específicas, a criação de centros de arbitragem.

4 - Enquanto tais centros de arbitragem não forem criados, a promoção do recurso ao processo de arbitragem voluntária deve considerar o previsto na legislação aplicável.

Artigo 266.º

Mediação e conciliação de conflitos

1 - A mediação e a conciliação são procedimentos de resolução extrajudicial de conflitos, com carácter voluntário, cujas decisões são da responsabilidade das partes em conflito, na medida em que a solução para o conflito concreto não é imposta pela ERSE.

2 - Através da mediação e da conciliação, a ERSE pode, respectivamente, recomendar a resolução do conflito e sugerir às partes que encontrem de comum acordo uma solução para o conflito.

3 - As regras aplicáveis aos procedimentos de mediação e conciliação são as constantes do Regulamento de Mediação e Conciliação de Conflitos aprovado pela ERSE.

4 - A intervenção da ERSE através dos procedimentos descritos no presente artigo, relativamente aos conflitos de consumo, suspende os prazos de recurso às instâncias judiciais, nos termos da lei.

Parte V – Disposições finais e transitórias

Artigo 267.º

Sanções administrativas

Sem prejuízo da responsabilidade civil, criminal e contratual a que houver lugar, a infracção ao disposto no presente regulamento é cominada nos termos do regime sancionatório estabelecido em legislação específica.

Artigo 268.º

Pareceres interpretativos da ERSE

1 - As entidades que integram o SEN podem solicitar à ERSE pareceres interpretativos sobre a aplicação do presente regulamento.

2 - Os pareceres emitidos nos termos do número anterior não têm carácter vinculativo.

3 - As entidades que solicitarem os pareceres não estão obrigadas a seguir as orientações contidas nos mesmos, mas tal circunstância será levada em consideração no julgamento das petições, queixas ou denúncias, quando estejam em causa matérias abrangidas pelos pareceres.

4 - O disposto no número anterior não prejudica a prestação de informações referentes à aplicação do presente regulamento às entidades interessadas, designadamente aos consumidores.

Artigo 269.º
Recomendações da ERSE

1 - Sempre que o entenda necessário, a ERSE pode formular recomendações ao operador da rede de transporte, aos operadores das redes de distribuição, aos comercializadores de último recurso e aos comercializadores, no sentido de serem adoptadas acções consideradas adequadas ao cumprimento dos princípios e regras consagrados nos regulamentos cuja aprovação e verificação integram as competências da ERSE, nomeadamente as relativas à protecção dos direitos dos consumidores.

2 - As recomendações previstas no número anterior não são vinculativas para os operadores e comercializadores visados, mas o não acolhimento das mesmas implica para as empresas reguladas o dever de enviar à ERSE as informações e os elementos que em seu entender justificam a inobservância das recomendações emitidas ou a demonstração das diligências realizadas com vista à actuação recomendada ou ainda, sendo esse o caso, de outras acções que considerem mais adequadas à prossecução do objectivo da recomendação formulada.

3 - As empresas reguladas, destinatárias das recomendações da ERSE, devem divulgar publicamente, nomeadamente através das suas páginas na internet, as acções adoptadas para a implementação das medidas recomendadas ou as razões que no seu entender fundamentam a inobservância das recomendações emitidas.

Artigo 270.º
Normas transitórias

1 - As condições gerais e específicas, previstas no presente regulamento, aplicam-se aos contratos existentes à data da sua entrada em vigor, salvaguardando-se os efeitos já produzidos.

2 - Para efeitos de aprovação, os documentos ou propostas previstas no presente regulamento devem ser enviados à ERSE no prazo nele estabelecido.

3 - Sem prejuízo do estabelecido no número anterior, a ERSE notifica por escrito as entidades obrigadas pelo seu envio, comunicando-lhes quais os documentos que considera desnecessário apresentar, por já lhe terem sido enviados ao abrigo do anterior regulamento e que as disposições deste regulamento não tornam incompatíveis.

4 - A notificação da ERSE deve processar-se no prazo de 10 dias a contar da data da publicação do presente regulamento.

Artigo 271.º
Norma remissiva

Aos procedimentos administrativos previstos no presente regulamento, não especificamente nele regulados, aplicam-se as disposições do Código do Procedimento Administrativo.

Artigo 272.º
Fiscalização e aplicação do regulamento

1 - A fiscalização e a aplicação do cumprimento do disposto no presente regulamento é da competência da ERSE.

2 - No âmbito da fiscalização deste Regulamento, a ERSE goza das prerrogativas que lhe são conferidas pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, e estatutos anexos a este diploma, bem como pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro e pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

Artigo 273.º
Agente Comercial

As disposições constantes do Capítulo VI do presente regulamento, relativas às atribuições conferidas ao Agente Comercial, deixam de produzir efeitos logo que cessem todos os CAE existentes.

Artigo 274.º
Interruptibilidade

Em Portugal continental, o regime de interruptibilidade vigente, que foi objecto de prorrogação pelo Despacho da ERSE n.º 25 101-E/2003, de 11 de Dezembro, publicado no Diário da República, II Série de 31 de Dezembro, mantém-se em vigor enquanto não for aprovado o regime de participação da procura na prestação de serviços de sistema previsto no Artigo 33.º.

Artigo 275.º
Facturação dos fornecimentos aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT

A opção de facturação dos fornecimentos aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT, constante da alínea a) do n.º 1 do Artigo 67.º, mantêm-se em vigor até que a Tarifa de Venda a Clientes Finais em MT deixe de ser sujeita a regulação.

Artigo 276.º
Facturação de energia reactiva

1 - As regras relativas à facturação de energia reactiva estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais, com a redacção aprovada através do Despacho da ERSE n.º 18 413-A/2001, de 1 de Setembro, mantêm-se em vigor até à aprovação das novas regras de facturação previstas nos números seguintes.

2 - As novas regras de facturação dos encargos de energia reactiva relativos ao uso da rede de transporte serão aprovadas pela ERSE na sequência de apresentação pelo operador da rede de transporte e pelo operador da rede de distribuição em MT e AT de proposta conjunta técnica e economicamente justificadas no prazo de 180 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento.

3 - As novas regras de facturação dos encargos de energia reactiva relativos ao uso da rede de distribuição serão aprovadas pela ERSE na sequência de apresentação pelos operadores das redes de distribuição de proposta conjunta técnica e economicamente justificada, no prazo de 180 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento.

Artigo 277.º
Entrada em vigor

1 - O presente regulamento entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação, sem prejuízo do disposto no n.º 2.

2 - A obrigação para os operadores das redes de distribuição e para os comercializadores de último recurso em disponibilizar páginas na Internet autónomas entre eles e relativamente às restantes entidades que actuam no SEN, nos termos previstos, respectivamente na alínea c) do n.º 3 do Artigo 42.º e na alínea c) do n.º 3 do Artigo 60.º do presente regulamento, entra em vigor no dia 1 de Janeiro de 2009.

3 - As disposições que carecem de ser regulamentadas nos termos previstos no presente regulamento entram em vigor com a publicação da respectiva regulamentação.

4 - A regulamentação que integra os documentos previstos no presente regulamento, já aprovados ao abrigo do anterior regulamento, mantém-se em vigor até à aprovação de novos documentos que os venham substituir, devendo-se, na sua aplicação, ter em conta as disposições do presente regulamento.

ANEXO II – Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico

Capítulo I
Disposições e princípios gerais

Artigo 1.º
Objecto

1 - O presente Regulamento, editado ao abrigo do Artigo 67.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto e da alínea i) do Artigo 10.º dos estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, estabelece as disposições aplicáveis aos critérios e métodos para a formulação de tarifas e preços de energia eléctrica a prestar pelas entidades por ele abrangidas, à definição das tarifas reguladas e respectiva estrutura, ao processo de cálculo e determinação das tarifas, à determinação dos proveitos permitidos, aos procedimentos a adoptar para a fixação das tarifas, sua alteração e publicitação, bem como, às obrigações das entidades do sector eléctrico, nomeadamente, em matéria de prestação de informação.

2 - O presente regulamento estabelece ainda as disposições específicas aplicáveis à convergência tarifária dos sistemas eléctricos públicos de Portugal continental e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Artigo 2.º
Âmbito

1 - O presente Regulamento tem por âmbito as tarifas a aplicar nas seguintes relações comerciais:

a) Em Portugal continental:

   i) Entregas da entidade concessionária da RNT à entidade concessionária da RND.

   ii) Entregas da entidade concessionária da RND aos distribuidores em BT.

   iii) Fornecimentos dos comercializadores de último recurso aos clientes finais.

   iv) Fornecimentos do comercializador de último recurso em MT e AT aos comercializadores de último recurso em BT.

   v) Utilização da rede da entidade concessionária da RNT.

   vi) Utilização das redes da entidade concessionária da RND.

vii) Utilização das redes dos distribuidores em BT.

b) Na Região Autónoma dos Açores:

i) Fornecimentos da concessionária do transporte e distribuição da RAA aos clientes finais.

ii) Utilização das redes da concessionária do transporte e distribuição da RAA.

c) Na Região Autónoma da Madeira:

i) Fornecimentos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM aos clientes finais.

ii) Utilização das redes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

2 - Estão abrangidos pelo âmbito de aplicação do presente Regulamento:

a) Em Portugal continental:

i) Os clientes.

ii) Os comercializadores.

iii) Os comercializadores de último recurso.

iv) Os operadores das redes de distribuição em AT e MT.

v) Os operadores das redes de distribuição em BT.

vi) O operador da rede de transporte.

vii) O Agente Comercial.

viii) Os produtores em regime ordinário.

ix) Os co-geradores e as entidades por eles abastecidas.

x) Os operadores de mercado.

xi) O operador Logístico de Mudança de Comercializador.

b) Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira:

i) Os clientes vinculados.

ii) Os clientes não vinculados.

iii) A concessionária do transporte e distribuição da RAA.

iv) A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

v) Os produtores vinculados.

vi) Os produtores não vinculados.

vii) Os co-geradores e as entidades por eles abastecidas.

Artigo 3.º

Siglas e definições

1 - No presente Regulamento são utilizadas as seguintes siglas:

a) AT - Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV).

b) BT - Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV).

c) BTE - Baixa Tensão Especial (fornecimentos em Baixa Tensão com as seguintes potências contratadas):

   i) Portugal continental - superior a 41,4 kW.

   ii) RAA - igual ou superior a 20,7 kW e que seja efectuada a medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos.

   iii) RAM - superior a 62,1 kW.

d) BTN - Baixa Tensão Normal (fornecimentos em Baixa Tensão com as seguintes potências contratadas):

   i) Portugal continental - inferior ou igual 41,4 kVA.

   ii) RAA - inferior ou igual a 215 kVA e que não seja efectuada a medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos.

   iii) RAM - inferior ou igual a 62,1 kVA.

e) CAE - Contrato de aquisição de energia.

f) CMEC - Custos para a manutenção do equilíbrio contratual, definidos no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.

g) ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

h) INE - Instituto Nacional de Estatística.

i) MAT - Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV).

j) MT - Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV).

k) RA - Regiões Autónomas.

l) RAA - Região Autónoma dos Açores.

m) RAM - Região Autónoma da Madeira.

n) RND - Rede Nacional de Distribuição de Electricidade em alta e média tensão.

o) RNT - Rede Nacional de Transporte de Electricidade em Portugal continental.

p) SEN - Sistema Eléctrico Nacional.

2 - Para efeitos do presente Regulamento, entende-se por:

a) Activo fixo – imobilizados corpóreo e incorpóreo, conforme definidos no âmbito do Plano Oficial de Contabilidade (POC)

b) Agente de mercado - entidade que transacciona energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, designadamente: produtor em regime ordinário, co-gerador, comercializador, comercializador de último recurso, agente comercial, cliente ou entidade abastecida por co-gerador, estes dois últimos se adquirirem energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral.

c) Ajustamento para perdas - mecanismo que relaciona a energia eléctrica medida num ponto da rede com as perdas que o seu trânsito origina, a partir de um outro ponto.

d) Cliente - pessoa singular ou colectiva que, através da celebração de um contrato de fornecimento, compra energia eléctrica para consumo próprio.

e) Co-gerador - entidade que produz energia eléctrica e energia térmica utilizando o processo de co-geração e que pretenda exercer o direito de fornecer energia eléctrica por acesso às redes, nos termos previstos no Artigo 8.º do Decreto-lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro.

f) Comercializador - entidade titular de licença de comercialização de energia eléctrica, cuja actividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia eléctrica, em nome próprio ou em representação de terceiros, em Portugal continental.

g) Comercializador de último recurso -.entidade titular de licença de comercialização de energia eléctrica sujeita a obrigações de serviço universal.

h) Consumos sazonais - consumos referentes a actividades económicas que apresentem pelo menos cinco meses consecutivos de ausência de consumo num período anual, excluindo-se, nomeadamente, consumos referentes a casas de habitação.

i) Distribuição - veiculação de energia eléctrica através de redes em alta, média ou baixa tensão, para entrega a clientes, excluindo a comercialização.

j) Entrega de energia eléctrica - alimentação física de energia eléctrica.

k) Fontes de energia renováveis - as fontes de energia não fósseis renováveis, tais como: energia eólica, solar, geotérmica, das ondas, das marés, hídrica, biomassa, gás de aterro, gás proveniente de estações de tratamento de águas residuais e biogás.

l) Fornecimentos a clientes - quantidades envolvidas na facturação das tarifas de Venda a Clientes Finais.

m) Índice de preços implícitos no Consumo Privado - variação dos preços do Consumo Final das Famílias, divulgada pelo INE nas “Contas nacionais trimestrais”.

n) Operador da rede - entidade titular de concessão, ao abrigo da qual é autorizada a exercer a actividade de transporte ou de distribuição de energia eléctrica, correspondendo a uma das seguintes entidades cujas funções estão previstas no Regulamento de Relações Comerciais: a entidade concessionária da RNT, a entidade titular da concessão da RND, as entidades titulares da concessão de distribuição de energia eléctrica em BT, a concessionária do transporte e distribuição da RAA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

o) Operadores de mercado - entidades responsáveis pela gestão de mercados organizados, nas modalidades de contratação diária, intradiária ou a prazo.

p) Perdas - diferença entre a energia que entra num sistema eléctrico e a energia que sai desse sistema eléctrico, no mesmo intervalo de tempo.

q) Período horário - intervalo de tempo no qual a energia activa é facturada ao mesmo preço.

r) Produtor em regime especial - entidade titular de licença de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renovável, resíduos, cogeração, microprodução ou outra produção em BT, atribuída nos termos de legislação específica.

s) Produtor em regime ordinário - entidade titular de licença de produção de energia eléctrica nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro.

t) Recepção de energia eléctrica - entrada física de energia eléctrica.

u) Serviços de sistema - serviços necessários para a operação do sistema com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço.

v) Transporte - veiculação de energia eléctrica numa rede interligada de Muito Alta Tensão e Alta Tensão, para efeitos de recepção dos produtores e entrega a distribuidores ou a grandes clientes finais, mas sem incluir a comercialização.

w) Uso das redes - utilização das redes e instalações nos termos do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

3 - Para efeitos do presente Regulamento e para Portugal continental, utilizam-se as expressões comercializador de último recurso, distribuidor ou operador das redes de distribuição, com os seguintes significados, consoante se empregue o singular ou o plural, nos seguintes termos:

a) No singular:

    i) a EDP Serviço Universal, S.A, compreendendo todos os níveis de tensão de comercialização de último recurso.

    ii) a EDP Distribuição - Energia, S.A., compreendendo todos os níveis de tensão de comercialização, distribuição ou operação das redes.

4 - No plural: EDP Serviço Universal, S.A, a EDP Distribuição - Energia, S.A., nos termos referidos no número anterior, bem como os demais comercializadores de último recurso e distribuidores em BT.

Artigo 4.º
Prazos

1 - Sem prejuízo de outra indicação específica, os prazos estabelecidos no presente Regulamento que não tenham natureza administrativa são prazos contínuos.

2 - Os prazos previstos no número anterior contam-se nos termos do Artigo 279.º do Código Civil.

3 - Os prazos fixados no presente Regulamento que envolvam entidades públicas contam-se nos termos do Artigo 72.º do Código do Procedimento Administrativo.

Artigo 5.º
Princípios gerais

O presente Regulamento fundamenta-se no respeito pelos seguintes princípios:

a) Igualdade de tratamento e de oportunidades.

b) Uniformidade tarifária, de modo que, em cada momento, o sistema tarifário em vigor se aplique universalmente a todos os clientes finais dos comercializadores de último recurso de Portugal continental, da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM tendo em conta a convergência dos sistemas eléctricos, nos termos consagrados no Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março.

c) Criação de incentivos às empresas reguladas para permitir o desempenho das suas actividades de uma forma economicamente eficiente, respeitando os padrões de qualidade de serviço estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço e mantendo níveis adequados de segurança na produção, no transporte e na distribuição de energia eléctrica.

d) Contribuição para a melhoria das condições ambientais, permitindo, nomeadamente, uma maior transparência na utilização de energias renováveis e endógenas bem como o planeamento e gestão dos recursos energéticos.

e) Protecção dos clientes face à evolução das tarifas, assegurando simultaneamente o equilíbrio financeiro às empresas reguladas em condições de gestão eficiente.

f) Repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas, tendo em vista a eficiência económica na utilização das redes e da energia eléctrica.

g) Transparência e simplicidade na formulação e fixação das tarifas.

h) Estabilidade das tarifas, tendo em conta as expectativas dos consumidores.

Capítulo II
Actividades e contas das empresas reguladas

Artigo 6.º
Actividade do Agente Comercial

Para efeitos do presente Regulamento, o Agente Comercial exerce a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica nos termos do Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 7.º
Actividades do operador da rede de transporte em Portugal continental

Para efeitos do presente Regulamento, o operador da rede de transporte em Portugal continental desenvolve, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, as seguintes actividades:

a) Gestão Global do Sistema.

b) Transporte de Energia Eléctrica.

Artigo 8.º
Actividades do operador da rede de distribuição em Portugal continental

Para efeitos do presente Regulamento, o operador da rede de distribuição desenvolve, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, as seguintes actividades:

a) Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.

b) Distribuição de Energia Eléctrica.

Artigo 9.º
Actividades do comercializador de último recurso

Para efeitos do presente Regulamento, o comercializador de último recurso desenvolve, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, as seguintes actividades:

a) Compra e Venda de Energia Eléctrica.

b) Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.

c) Comercialização.

Artigo 10.º
Actividades da concessionária do transporte e distribuição da RAA

Para efeitos do presente Regulamento, a concessionária do transporte e distribuição da RAA desenvolve, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, as seguintes actividades:

a) Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.

b) Distribuição de Energia Eléctrica.

c) Comercialização de Energia Eléctrica.

Artigo 11.º
Actividades da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

Para efeitos do presente Regulamento, a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM desenvolve, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, as seguintes actividades:

a) Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.

b) Distribuição de Energia Eléctrica.

c) Comercialização de Energia Eléctrica.

Artigo 12.º
Contas reguladas

1 - A entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem manter actualizada a contabilidade para efeitos de regulação, adiante denominada de contas reguladas, que permita a aplicação do presente Regulamento.

2 - As contas reguladas devem obedecer às regras estabelecidas no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE.

3 - A ERSE, sempre que julgar conveniente, pode emitir normas e metodologias complementares que permitam especificar, detalhar ou clarificar as regras a que devem obedecer as contas reguladas.

4 - As normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE aplicam-se às contas do ano civil em que são publicadas e às dos anos seguintes.

5 - As contas reguladas enviadas anualmente à ERSE, de acordo com o estabelecido no Capítulo VI do presente Regulamento, são aprovadas pela ERSE constituindo as contas reguladas aprovadas.

6 - As contas reguladas, enviadas à ERSE para aprovação, devem ser preparadas tomando sempre como base as contas reguladas aprovadas do ano anterior.

Artigo 13.º

Relatório sumário das demonstrações financeiras das actividades reguladas

1 - O relatório sumário das demonstrações financeiras anuais das actividades reguladas deve incluir o balanço, demonstração de resultados e respectivas notas anexas, nos termos das Normas Complementares emitidas pela ERSE, bem como a certificação das contas reguladas efectuada pelos auditores externos a que estão obrigadas ao abrigo deste regulamento,

2 - O relatório referido no número anterior deve ser disponibilizado nas páginas da internet das empresas reguladas, até 1 de Maio.

Artigo 14.º

Auditorias para verificação do cumprimento do Regulamento Tarifário

1 - Sempre que considere necessário para efeitos de verificação do cumprimento do Regulamento Tarifário, a ERSE pode, por iniciativa própria, desencadear auditorias complementares à auditoria financeira realizada pela entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, no âmbito da certificação das contas reguladas do final de cada exercício económico a que se encontram obrigadas por este regulamento.

2 - As auditorias complementares referidas no número anterior são promovidas pelas entidades reguladas, recorrendo para o efeito a auditores externos independentes de reconhecida idoneidade.

3 - O âmbito das referidas auditorias e os critérios de selecção das entidades responsáveis pela sua realização são aprovadas pela ERSE, na sequência de proposta das entidades responsáveis pela promoção das auditorias.

4 - Os relatórios das auditorias são enviados à ERSE devendo ser igualmente publicados pelas entidades reguladas nas respectivas páginas da internet, salvo se a ERSE considerar haver informação reservada.

5 - Os custos com a realização das auditorias referidas nos números anteriores são suportados pelas empresas reguladas, sendo aceites para efeitos de regulação.

Artigo 15.º

Envio de informação

1 - Sem prejuízo dos prazos estipulados e da informação a enviar à ERSE de acordo com o estabelecido no Capítulo VI do presente Regulamento, sempre que considere necessário, a ERSE pode:

a) Solicitar informação prevista no presente regulamento, noutros prazos.

b) Solicitar informação adicional ou complementar.

2 - A informação solicitada ao abrigo do número anterior deve ser enviada à ERSE em prazos específicos a estabelecer, caso a caso, pela ERSE.

Capítulo III
Tarifas reguladas

Secção I
Disposições gerais

Artigo 16.º

Definição das Tarifas

O presente Regulamento define as seguintes tarifas:

a) Tarifas de Acesso às Redes.

b) Tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso.

c) Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.

d) Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.

e) Tarifa de Energia.

f) Tarifas de Uso Global do Sistema.

g) Tarifas de Uso da Rede de Transporte:

   i) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT.

   ii) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT.

h) Tarifa de Venda do Operador da Rede de Transporte.

i) Tarifas de Uso da Rede de Distribuição:

   i) Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.

   ii) Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.

   iii) Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

j) Tarifas de Comercialização:

   i) Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT.

   ii) Tarifa de Comercialização em BTE.

   iii) Tarifa de Comercialização em BTN.

Artigo 17.º
Fixação das tarifas

1 - As tarifas referidas no artigo anterior são estabelecidas de acordo com as metodologias definidas no Capítulo IV e no Capítulo V e com os procedimentos definidos no Capítulo VI.

2 - O operador da rede de transporte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM podem propor à ERSE tarifas e respectivas regras de aplicação que proporcionem níveis de proveitos inferiores aos estabelecidos pela ERSE.

3 - As tarifas referidas no número anterior devem ser oferecidas de forma não discriminatória.

4 - No caso das tarifas estabelecidas ao abrigo do n.º2, a correspondente redução nos proveitos não é considerada para efeitos de determinação dos ajustamentos anuais previstos no Capítulo IV.

Secção II
Estrutura do tarifário em Portugal continental

Artigo 18.º
Tarifas e proveitos

1 - As tarifas previstas no presente Capítulo nos termos do Quadro 1 e do Quadro 2 são estabelecidas por forma a proporcionarem os proveitos definidos no Capítulo IV.

2 - A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial e da actividade de Gestão Global do Sistema do operador da rede de transporte.

3 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte em MAT e de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica.

4 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, de Uso da Rede de Distribuição em MT e de Uso da Rede de Distribuição em BT a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

5 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são aplicadas às entregas do nível de tensão em que é efectuada a entrega e dos níveis de tensão inferiores.

6 - As tarifas de Comercialização em MAT, AT e MT, de Comercialização em BTE e de Comercialização em BTN a aplicar pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Comercialização.

7 - A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição deve proporcionar os proveitos a recuperar pelos operadores das redes de distribuição relativos à gestão global do sistema, à compra e venda de energia eléctrica do agente comercial e ao diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial.

8 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte em MAT e de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição devem proporcionar os proveitos a recuperar pelos operadores das redes de distribuição relativos ao transporte de energia eléctrica.

9 - Os proveitos a recuperar pelos operadores das redes de distribuição definidos nos n.os 7 e 8 coincidem com os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.

10 - A tarifa de Energia, a aplicar pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes, deve recuperar os custos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso.

11 - Os comercializadores de último recurso aplicam aos fornecimentos a clientes as tarifas referidas nos n.^{os} 4, 7 e 8, que lhes permitem recuperar os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.

12 - As tarifas de Venda a Clientes Finais aplicam-se aos clientes dos comercializadores de último recurso e resultam da adição das tarifas referidas nos n.^{os} 4, 6, 7, 8 e 10, nos termos do Artigo 19.º.

13 - As tarifas de Acesso às Redes aplicam-se às entregas dos operadores das redes de distribuição e resultam da adição das tarifas referidas nos n.^{os} 4, 7 e 8, nos termos do Artigo 20.º.

14 - Os preços das tarifas estabelecidas no presente Regulamento são definidos anualmente.

QUADRO 1 – TARIFAS E PROVEITOS DO AGENTE COMERCIAL, DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE E DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

<table>
<tr><th>Agente Comercial</th><th colspan="2">Operador da Rede de Transporte</th><th colspan="2">Operadores das redes de distribuição</th><th>Clientes</th></tr>
<tr><th>Proveitos</th><th>Proveitos</th><th>Tarifas</th><th>Proveitos</th><th>Tarifas</th><th>Níveis de Tensão</th></tr>
<tr><td rowspan="2">Proveitos Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica</td><td rowspan="2"></td><td rowspan="3">UGS^T</td><td rowspan="3">Proveitos a recuperar pela tarifa de UGS</td><td rowspan="4">UGS</td><td>MAT</td></tr>
<tr><td>AT</td></tr>
<tr><td></td><td>Proveitos Actividade de Gestão Global do Sistema</td><td>MT</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>Diferencial PRE</td><td>BT</td></tr>
<tr><td rowspan="4"></td><td rowspan="4">Proveitos Actividade de Transporte de Energia Eléctrica</td><td>URT_{MAT}</td><td rowspan="4">Proveitos a recuperar pelas tarifas de URT</td><td>URT_{MAT}</td><td>MAT</td></tr>
<tr><td rowspan="3">URT_{AT}</td><td rowspan="3">URT_{AT}</td><td>AT</td></tr>
<tr><td>MT</td></tr>
<tr><td>BT</td></tr>
<tr><td rowspan="6"></td><td rowspan="6" colspan="2"></td><td rowspan="6">Proveitos Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica</td><td rowspan="3">URD_{AT}</td><td>AT</td></tr>
<tr><td>MT</td></tr>
<tr><td>BT</td></tr>
<tr><td rowspan="2">URD_{MT}</td><td>MT</td></tr>
<tr><td>BT</td></tr>
<tr><td>URD_{BT}</td><td>BT</td></tr>
</table>

QUADRO 2 - TARIFAS E PROVEITOS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Comercializadores de último recurso		Clientes
Proveitos	Tarifas	Níveis de Tensão
Proveitos Actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição	$UGS + URT_{MAT}$	MAT
	$UGS + URT_{AT} + URD_{AT}$	AT
	$UGS + URT_{AT} + URD_{AT} + URD_{MT}$	MT
	$UGS + URT_{AT} + URD_{AT} + URD_{MT} + URD_{BT}$	BT > 41,4 kW
	$UGS + URT_{AT} + URD_{AT} + URD_{MT} + URD_{BT}$	BT ≤ 41,4 kVA
Proveitos Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	E	MAT
		AT
		MT
		BT
Proveitos da Actividade de Comercialização	C_{NT}	MAT
		AT
		MT
	C_{BTE}	BT > 41,4 kW
	C_{BTN}	BT ≤ 41,4 kVA

Legenda:

E	Tarifa de Energia
UGS^T	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
Diferencial PRE	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial
URT_{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD_{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD_{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
C_{NT}	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
C_{BTE}	Tarifa de Comercialização em BTE
C_{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN

Artigo 19.º

Tarifas a aplicar aos clientes dos comercializadores de último recurso

1 - As tarifas de Venda a Clientes Finais aplicam-se aos fornecimentos dos comercializadores de último recurso a clientes de Portugal continental.

2 - As tarifas de Venda a Clientes Finais resultam da adição das tarifas de Energia, de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de

Comercialização, aplicáveis pelos comercializadores de último recurso, conforme estabelecido no Quadro 3.

3 - O conjunto de proveitos a proporcionar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso coincide com o conjunto de proveitos resultante da aplicação das tarifas referidas no número anterior aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso.

QUADRO 3 - TARIFAS INCLUÍDAS NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Tarifas por Actividade	Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso				
	MAT	AT	MT	BTE	BTN
E	X	X	X	X	X
UGS	X	X	X	X	X
URT_{MAT}	X	-	-	-	-
URT_{AT}	-	X	X	X	X
URD_{AT}	-	X	X	X	X
URD_{MT}	-	-	X	X	X
URD_{BT}	-	-	-	X	X
C_{NT}	X	X	X	-	-
C_{BTE}	-	-	-	X	-
C_{BTN}	-	-	-	-	X

Legenda:

E Tarifa de Energia

UGS Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

URT_{MAT} Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT

URT_{AT} Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT

URD_{AT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

URD_{MT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT

URD_{BT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

C_{NT} Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT

C_{BTE} Tarifa de Comercialização em BTE

C_{BTN} Tarifa de Comercialização em BTN

Artigo 20.º

Tarifas a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição

1 - Os clientes ligados às redes do Sistema Público têm direito ao acesso e uso da RNT e das redes de distribuição em AT, MT e BT, nos termos do estabelecido no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

2 - Às entregas dos operadores das redes de distribuição aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes.

3 - As tarifas de Acesso às Redes resultam da adição das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição, aplicáveis pelos operadores das redes de distribuição, conforme estabelecido no Quadro 4.

4 - Os operadores das redes de distribuição em BT que asseguram exclusivamente entregas em BT devem pagar ao operador da rede de distribuição em MT e AT as componentes da tarifa de Acesso às Redes relativas ao Uso Global do Sistema, ao Uso da Rede de Transporte e ao Uso da Rede de Distribuição em AT e em MT, pagas pelos comercializadores que sejam agentes de mercado.

5 - Às entregas aos comercializadores de último recurso que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT e que optem por adquirir a energia eléctrica para fornecer os seus clientes nos mercados organizados ou através de contratos bilaterais aplica-se a regra de facturação estabelecida no Regulamento de Relações Comerciais.

QUADRO 4 - TARIFAS INCLUÍDAS NAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Tarifas por Actividade	Tarifas aplicáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição				
	MAT	AT	MT	BTE	BTN
UGS	X	X	X	X	X
URT_{MAT}	X	-	-	-	-
URT_{AT}	-	X	X	X	X
URD_{AT}	-	X	X	X	X
URD_{MT}	-	-	X	X	X
URD_{BT}	-	-	-	X	X

Legenda:

UGS Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

URT_{MAT} Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT

URT_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD_{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD_{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

Artigo 21.º
Tarifas a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

1 - A tarifa de Venda do Operador da Rede de Transporte é aplicada às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT.

2 - A tarifa referida no número anterior é composta por duas parcelas:

a) Tarifa de Uso Global do Sistema.

b) Tarifas de Uso da Rede de Transporte.

3 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte, referidas na alínea b) do número anterior, são as seguintes:

a) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, para as entregas em MAT.

b) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, para as restantes entregas.

Artigo 22.º
Estrutura geral das tarifas

1 - Sem prejuízo do estabelecido nas Secções seguintes, as tarifas definidas na presente Secção são compostas pelos seguintes preços:

a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.

b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.

c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.

d) Preços da energia activa discriminados por período tarifário, definidos em Euros por kWh.

e) Preços da energia reactiva fornecida e recebida, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços definidos no número anterior podem ser diferenciados segundo os seguintes critérios:

a) Nível de tensão.

b) Período tarifário.

Artigo 23.º

Estrutura geral das tarifas reguladas por actividade

A estrutura geral dos preços que compõem as tarifas por actividade estabelecidas no presente Capítulo é a constante do Quadro 5.

QUADRO 5 - ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE

Tarifas por Actividade	Preços das Tarifas								
	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrr	TF
E	-	-	X	X	X	X	-	-	-
UGS	X	-	X	X	X	X	-	-	-
URT_{MAT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URT_{AT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD_{AT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD_{MT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD_{BT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
C_{NT}	-	-	X	X	X	X	-	-	X
C_{BTE}	-	-	X	X	X	X	-	-	X
C_{BTN}	-	-	X	X	X	X	-	-	X

Legenda:

E Tarifa de Energia

UGS Tarifa de Uso Global do Sistema

URT_{MAT} Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT

URT_{AT} Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT

URD_{AT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

URD_{MT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT

URD_{BT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

C_{NT} Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT

C_{BTE} Tarifa de Comercialização em BTE

C_{BTN} Tarifa de Comercialização em BTN

TPc Preço de potência contratada

TPp Preço de potência em horas de ponta

TWp Preço da energia activa em horas de ponta

TWc Preço da energia activa em horas cheias

TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio
TWrf	Preço da energia reactiva fornecida
TWrr	Preço da energia reactiva recebida
TF	Preço do termo tarifário fixo

Artigo 24.º

Estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso

1 - A estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso é a constante do Quadro 6, coincidindo com a estrutura geral das tarifas por actividade a aplicar pelos comercializadores de último recurso, apresentada no Quadro 3 do Artigo 19.º e no Quadro 5 do Artigo 23.º, após a sua conversão para o respectivo nível de tensão de fornecimento.

2 - Nos fornecimentos em BT, os preços das tarifas por actividade são agregados conforme apresentado no Quadro 6.

QUADRO 6 - ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

<table>
<tr><th colspan="2">Tarifas de Venda a Clientes Finais</th><th colspan="9">Preços das Tarifas</th></tr>
<tr><th>Tarifas</th><th>N.º Períodos Horários</th><th>TPc</th><th>TPp</th><th>TWp</th><th>TWc</th><th>TWvn</th><th>TWsv</th><th>TWrf</th><th>TWrr</th><th>TF</th></tr>
<tr><td>MAT</td><td>4</td><td>UGS
URT_{MAT}</td><td>URT_{MAT}</td><td>E
UGS
URT_{MAT}
C_{NT}</td><td>E
UGS
URT_{MAT}
C_{NT}</td><td>E
UGS
URT_{MAT}
C_{NT}</td><td>E
UGS
URT_{MAT}
C_{NT}</td><td>URT_{MAT}</td><td>URT_{MAT}</td><td>C_{NT}</td></tr>
<tr><td>AT</td><td>4</td><td>UGS
URD_{AT}</td><td>URT_{AT}
URD_{AT}</td><td>E
UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
C_{NT}</td><td>E
UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
C_{NT}</td><td>E
UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
C_{NT}</td><td>E
UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
C_{NT}</td><td>URD_{AT}</td><td>URD_{AT}</td><td>C_{NT}</td></tr>
<tr><td>MT</td><td>4</td><td>UGS
URD_{MT}</td><td>URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}</td><td>E
UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
C_{NT}</td><td>E
UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
C_{NT}</td><td>E
UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
C_{NT}</td><td>E
UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
C_{NT}</td><td>URD_{MT}</td><td>URD_{MT}</td><td>C_{NT}</td></tr>
<tr><td>BTE</td><td>4</td><td>UGS
URD_{BT}</td><td>URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}</td><td>E
UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}
C_{BTE}</td><td>E
UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}
C_{BTE}</td><td>E
UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}
C_{BTE}</td><td>E
UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}
C_{BTE}</td><td>URD_{BT}</td><td>URD_{BT}</td><td>C_{BTE}</td></tr>
<tr><td>BTN (3)</td><td>3</td><td>UGS
URD_{BT}</td><td>-</td><td>E
UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}
C_{BTN}</td><td>E
UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}
C_{BTN}</td><td colspan="2">E
UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}
C_{BTN}</td><td>-</td><td>-</td><td>C_{BTN}</td></tr>
<tr><td>BTN (2)</td><td>2</td><td>UGS
URD_{BT}</td><td>-</td><td colspan="2">E
UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}
C_{BTN}</td><td colspan="2">E
UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}
C_{BTN}</td><td>-</td><td>-</td><td>C_{BTN}</td></tr>
<tr><td>BTN (1)</td><td>1</td><td>UGS
URD_{BT}</td><td>-</td><td colspan="4">E
UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}
C_{BTN}</td><td>-</td><td>-</td><td>C_{BTN}</td></tr>
<tr><td>BTN (IP)</td><td>1</td><td>-</td><td>-</td><td colspan="4">E
UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}
C_{BTN}</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr>
</table>

Legenda:

(3) Tarifas de BTN tri-horárias

(2)	Tarifas de BTN bi-horárias
(1)	Tarifas de BTN simples e social
(IP)	Tarifas de BTN de iluminação pública
TPc	Preço de potência contratada
TPp	Preço de potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia activa em horas de ponta
TWc	Preço da energia activa em horas cheias
TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio
TWrf	Preço da energia reactiva fornecida
TWrr	Preço da energia reactiva recebida
TF	Preço do termo tarifário fixo
E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
URT_{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD_{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD_{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
C_{NT}	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
C_{BTE}	Tarifa de Comercialização em BTE
C_{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN

Artigo 25.º

Estrutura geral das Tarifas de Acesso às Redes

1 - A estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição em cada nível de tensão é a constante do Quadro 7, coincidindo com a estrutura geral das tarifas por actividade a aplicar pelos operadores das redes de distribuição, apresentada no Quadro 4 do Artigo 20.º e no Quadro 5 do Artigo 23.º, após a sua conversão para o respectivo nível de tensão de entrega.

2 - Nas entregas em BT dos operadores das redes de distribuição os preços das tarifas por actividade são agregados conforme apresentado no Quadro 7.

QUADRO 7 - ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

<table>
<tr><td>Tarifas de Acesso às Redes</td><td colspan="8">Preços das Tarifas</td></tr>
<tr><td>Nível de Tensão</td><td>TPc</td><td>TPp</td><td>TWp</td><td>TWc</td><td>TWvn</td><td>TWsv</td><td>TWrf</td><td>TWrr</td></tr>
<tr><td>MAT</td><td>UGS
URT_{MAT}</td><td>URT_{MAT}</td><td>URT_{MAT}
UGS</td><td>URT_{MAT}
UGS</td><td>URT_{MAT}
UGS</td><td>URT_{MAT}
UGS</td><td>URT_{MAT}</td><td>URT_{MAT}</td></tr>
<tr><td>AT</td><td>UGS
URD_{AT}</td><td>URT_{AT}
URD_{AT}</td><td>UGS
URT_{AT}
URD_{AT}</td><td>UGS
URT_{AT}
URD_{AT}</td><td>UGS
URT_{AT}
URD_{AT}</td><td>UGS
URT_{AT}
URD_{AT}</td><td>URD_{AT}</td><td>URD_{AT}</td></tr>
<tr><td>MT</td><td>UGS
URD_{MT}</td><td>URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}</td><td>UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}</td><td>UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}</td><td>UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}</td><td>UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}</td><td>URD_{MT}</td><td>URD_{MT}</td></tr>
<tr><td>BTE</td><td>UGS
URD_{BT}</td><td>URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}</td><td>UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}</td><td>UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}</td><td>UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}</td><td>UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}</td><td>URD_{BT}</td><td>URD_{BT}</td></tr>
<tr><td>BTN (3)</td><td>UGS
URD_{BT}</td><td>-</td><td>UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}</td><td>UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}</td><td colspan="2">UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}</td><td>-</td><td>-</td></tr>
<tr><td>BTN (2)</td><td>UGS
URD_{BT}</td><td>-</td><td colspan="2">UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}</td><td colspan="2">UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}</td><td>-</td><td>-</td></tr>
<tr><td>BTN (1)</td><td>UGS
URD_{BT}</td><td>-</td><td colspan="4">UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}</td><td>-</td><td>-</td></tr>
</table>

Legenda:

(3)	Tarifas de BTN tri-horárias
(2)	Tarifas de BTN bi-horárias
(1)	Tarifas de BTN simples e social
TPc	Preço de potência contratada
TPp	Preço de potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia activa em horas de ponta
TWc	Preço da energia activa em horas cheias
TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio
TWrf	Preço da energia reactiva fornecida
TWrr	Preço da energia reactiva recebida
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

URT_{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD_{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD_{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

Artigo 26.º
Períodos tarifários

1 - Para efeitos do presente Regulamento consideram-se os seguintes períodos tarifários:

a) Períodos trimestrais.

b) Períodos horários.

2 - Consideram-se os seguintes períodos trimestrais de entrega de energia eléctrica:

a) Período I ....de 1 de Janeiro a 31 de Março.

b) Período II ....de 1 de Abril a 30 de Junho.

c) Período III ....de 1 de Julho a 30 de Setembro.

d) Período IV ....de 1 de Outubro a 31 de Dezembro.

3 - Consideram-se os seguintes períodos horários de entrega de energia eléctrica:

a) Horas de ponta.

b) Horas cheias.

c) Horas de vazio normal.

d) Horas de super vazio.

4 - O período horário de vazio aplicável nas tarifas com dois e três períodos horários engloba os períodos horários de vazio normal e de super vazio.

5 - O período horário de fora de vazio aplicável nas tarifas com dois períodos horários engloba os períodos horários de ponta e cheias.

6 - A duração dos períodos horários estabelecidos no n.º 3 é diferenciada de acordo com o ciclo semanal e com o ciclo diário, definidos nos Quadros 8.1 e 8.2.

7 - Para os clientes em MT, AT e MAT com ciclo semanal consideram-se os feriados nacionais como períodos de vazio.

QUADRO 8 - DURAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS

Quadro 8.1 - Ciclo semanal:

Hora legal de Inverno	**Hora legal de Verão**
Segunda a Sexta-feira Ponta: 5 h / dia Cheias: 12 h / dia Vazio normal: 3 h / dia Super vazio: 4 h / dia	**Segunda a Sexta-feira** Ponta: 3 h / dia Cheias: 14 h / dia Vazio normal: 3 h / dia Super vazio: 4 h / dia
Sábados Cheias: 7 h / dia Vazio normal: 13 h / dia Super vazio: 4 h / dia	**Sábados** Cheias: 7 h / dia Vazio normal: 13 h / dia Super vazio: 4 h / dia
Domingos Vazio normal: 20 h / dia Super vazio: 4 h / dia	**Domingos** Vazio normal: 20 h / dia Super vazio: 4 h / dia

Quadro 8.2 - Ciclo diário:

Hora legal de Inverno	**Hora legal de Verão**
Ponta: 4 h / dia	Ponta: 4 h / dia
Cheias: 10 h / dia	Cheias: 10 h / dia
Vazio normal: 6 h / dia Super vazio: 4 h / dia	Vazio normal: 6 h / dia Super vazio: 4 h / dia

Secção III

Estrutura do tarifário nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

Artigo 27.º

Tarifas e proveitos da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA

1 - As tarifas previstas na presente Secção nos termos do Quadro 9 são estabelecidas por forma a proporcionarem os proveitos definidos no Capítulo IV.

2 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, de Uso da Rede de Distribuição em MT e de Uso da Rede de Distribuição em BT devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA.

3 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são aplicadas às entregas do nível de tensão em que é efectuada a entrega e dos níveis de tensão inferiores.

4 - As tarifas de Comercialização em MAT, AT e MT, de Comercialização em BTE e de Comercialização em BTN a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA.

5 - A tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados e às entregas a clientes não vinculados devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA.

6 - A tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados deve proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA.

7 - Os custos com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema e transferidos pelo operador da rede de transporte em Portugal continental e os custos com a convergência tarifária na RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA constituem a parcela restante dos proveitos permitidos à entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA.

8 - Os custos administrativos de interesse regional, que eventualmente tenham sido criados a partir da data da extensão da regulação da ERSE às Regiões Autónomas, determinada pelo Decreto-lei n.º 69/2002, de 25 de Março, poderão ser avaliados pela ERSE para efeitos tarifários, mediante despacho, aprovado na sequência de parecer do Conselho Tarifário e ouvidos os interessados, considerando os princípios e os pressupostos da convergência tarifária estabelecidos em legislação nacional, designadamente no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro.

9 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aplicam-se aos clientes vinculados e resultam da adição das tarifas referidas nos n.^{os} 2, 4, 5 e 6, nos termos do Artigo 29.º.

10 - Os preços das tarifas estabelecidas no presente Regulamento são definidos anualmente.

QUADRO 9 - TARIFAS E PROVEITOS DA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA RAA

Concessionária do transporte e distribuição da RAA			Clientes		
Proveitos	Custos convergência tarifária	Tarifas	Níveis de Tensão	Clientes vinculados	Clientes não vinculados
Proveitos Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA	SA_{AGS}	E	MT	x	-
			BT	x	-
		$UGS + URT_{AT}$	MT	x	x
			BT	x	-
	$SRAA_{AGS}$	Incluído nas TVCF	MT e BT	x	-
Proveitos Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA	SA_D	$URD_{AT} + URD_{MT}$	MT	x	x
		$URD_{AT} + URD_{MT} + URD_{BT}$	BT	x	-
	$SRAA_D$	Incluído nas TVCF	MT e BT	x	-
Proveitos da Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA	SA_C	C_{NT}	MT	x	-
		C_{BTE}	BT ≥ 20,7 kW	x	-
		C_{BTN}	BT ≤ 215 kVA	x	-
	$SRAA_C$	Incluído nas TVCF	MT e BT	x	-

Legenda:

E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
URT_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD_{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD_{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
C_{NT}	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
C_{BTE}	Tarifa de Comercialização em BTE
C_{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais
SA_{AGS}	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SA_D	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SA_C	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
$SRAA_{AGS}$	Custos com a convergência tarifária na RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à actividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema

$SRAA_D$	Custos com a convergência tarifária na RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica
$SRAA_C$	Custos com a convergência tarifária na RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

Artigo 28.º
Tarifas e proveitos da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

1 - As tarifas previstas na presente Secção nos termos do Quadro 10 são estabelecidas por forma a proporcionarem os proveitos definidos no Capítulo IV.

2 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, de Uso da Rede de Distribuição em MT e de Uso da Rede de Distribuição em BT devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM.

3 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são aplicadas às entregas do nível de tensão em que é efectuada a entrega e dos níveis de tensão inferiores.

4 - As tarifas de Comercialização em MAT, AT e MT, de Comercialização em BTE e de Comercialização em BTN a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM.

5 - A tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados e às entregas a clientes não vinculados devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM.

6 - A tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados deve proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM.

7 - Os custos com a convergência tarifária na RAM a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema e transferidos pelo operador da rede de transporte em Portugal continental e os custos com a convergência tarifária na RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM constituem a parcela restante dos proveitos permitidos à entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

8 - Os custos administrativos de interesse regional, que eventualmente tenham sido criados a partir da data da extensão da regulação da ERSE às Regiões Autónomas, determinada pelo Decreto-lei n.º 69/2002, de 25 de Março, poderão ser avaliados pela ERSE para efeitos tarifários, mediante despacho, aprovado na sequência de parecer do Conselho Tarifário e ouvidos os interessados, considerando os princípios e os pressupostos da convergência tarifária estabelecidos em legislação nacional, designadamente no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro.

9 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM aplicam-se aos clientes vinculados e resultam da adição das tarifas referidas nos n.os 2, 4, 5 e 6, nos termos do Artigo 29.º.

10 - Os preços das tarifas estabelecidas no presente Regulamento são definidos anualmente.

QUADRO 10 - TARIFAS E PROVEITOS DA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA RAM

Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM			Clientes		
Proveitos	Custos convergência tarifária	Tarifas	Níveis de Tensão	Clientes vinculados	Clientes não vinculados
Proveitos Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM	SM_{AGS}	E	AT	x	-
			MT	x	-
			BT	x	-
		UGS + URT_{AT}	AT	x	x
			MT	x	x
			BT	x	-
	$SRAM_{AGS}$	Incluído nas TVCF	AT, MT, e BT	x	-
Proveitos Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM	SM_D	URD_{AT}	AT	x	x
		URD_{AT} + URD_{MT}	MT	x	x
		URD_{AT} + URD_{MT} + URD_{BT}	BT	x	-
	$SRAM_D$	Incluído nas TVCF	AT, MT, e BT	x	-
Proveitos da Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM	SM_C	C_{NT}	AT	x	-
			MT	x	-
		C_{BTE}	BT > 62,1 kW	x	-
		C_{BTN}	BT ≤ 62,1 kVA	x	-
	$SRAM_C$	Incluído nas TVCF	AT, MT, e BT	x	-

Legenda:

E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
URT_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD_{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT

URD_{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
C_{NT}	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
C_{BTE}	Tarifa de Comercialização em BTE
C_{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais
SM_{AGS}	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SM_{D}	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SM_{C}	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
$SRAM_{AGS}$	Custos com a convergência tarifária na RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à actividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema
$SRAM_{D}$	Custos com a convergência tarifária na RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica
$SRAM_{C}$	Custos com a convergência tarifária na RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

Artigo 29.º
Tarifas a aplicar aos clientes vinculados

1 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM aplicam-se aos clientes vinculados.

2 - Sem prejuízo do estabelecido na Secção VII do Capítulo V, aplicável à RAA, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são idênticos aos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso em Portugal continental.

3 - Sem prejuízo do estabelecido na Secção VIII do Capítulo V, aplicável à RAM, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são idênticos aos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso em Portugal continental.

Artigo 30.º
Tarifas a aplicar aos clientes não vinculados

1 - Os preços das tarifas de Acesso às Redes da RAA são idênticos aos preços das tarifas de Acesso às Redes dos operadores das redes de distribuição em Portugal continental.

2 - Os preços das tarifas de Acesso às Redes da RAM são idênticos aos preços das tarifas de Acesso às Redes dos operadores das redes de distribuição em Portugal continental.

Artigo 31.º
Estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM

1 - Sem prejuízo do estabelecido nas Secções seguintes, as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM são compostas pelos seguintes preços:

a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.

b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.

c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.

d) Preços da energia activa discriminados por período tarifário, definidos em Euros por kWh.

e) Preços da energia reactiva fornecida e recebida, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços definidos no número anterior podem ser diferenciados segundo os seguintes critérios:

a) Nível de tensão.

b) Período tarifário.

Artigo 32.º
Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes a aplicar aos clientes não vinculados da RAA e da RAM

A estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes a aplicar aos clientes não vinculados em cada nível de tensão é a constante do Quadro 7 do Artigo 25.º, coincidindo com a estrutura geral das tarifas por actividade a aplicar pelos operadores das redes de distribuição de Portugal continental, apresentada no Quadro 4 do Artigo 20.º e no Quadro 5 do Artigo 23.º, após a sua conversão para o respectivo nível de tensão de entrega.

Artigo 33.º
Períodos tarifários aplicáveis na RAA e na RAM

1 - Para efeitos do presente Regulamento consideram-se os seguintes períodos tarifários:

a) Períodos trimestrais.

b) Períodos horários.

2 - Consideram-se os seguintes períodos trimestrais de entrega de energia eléctrica:

a) Período I ....de 1 de Janeiro a 31 de Março.

b) Período II ....de 1 de Abril a 30 de Junho.

c) Período III ....de 1 de Julho a 30 de Setembro.

d) Período IV ....de 1 de Outubro a 31 de Dezembro.

3 - Consideram-se os seguintes períodos horários de entrega de energia eléctrica:

a) Horas de ponta.

b) Horas cheias.

c) Horas de vazio.

4 - O período horário de fora de vazio aplicável nas tarifas com dois períodos horários engloba os períodos horários de ponta e cheias.

5 - A duração dos períodos horários estabelecidos no n.º 3 é definida no Quadro 11.

QUADRO 11 - DURAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS NA RAA E NA RAM

Hora legal de Inverno	**Hora legal de Verão**
Ponta: 4 h / dia	Ponta: 4 h / dia
Cheias: 10 h / dia	Cheias: 10 h / dia
Vazio normal: 10 h / dia	Vazio normal: 10 h / dia

Secção IV
Tarifas de Acesso às Redes

Artigo 34.º
Objecto

1 - A presente Secção estabelece as tarifas de Acesso às Redes que devem proporcionar os seguintes proveitos:

a) Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.

b) Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

2 - As tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição resultam da adição das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso das Redes de Distribuição.

Artigo 35.º

Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT, MT e BTE

1 - As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT, MT e BTE são compostas pelos seguintes preços:

a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.

b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.

c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.

d) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.

e) Preços da energia reactiva, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços da energia activa das entregas em MAT, AT e MT são discriminados em quatro períodos trimestrais e em quatro períodos horários, de acordo com o ciclo semanal estabelecido no Quadro 8.1 do Artigo 26.º.

3 - Os preços da energia activa das entregas em BTE são discriminados em três períodos horários de acordo com o estabelecido no Artigo 26.º.

4 - Os preços da energia reactiva são discriminados em:

a) Preços da energia reactiva indutiva.

b) Preços da energia reactiva capacitiva.

5 - Os preços da energia reactiva indutiva e capacitiva coincidem com os preços da energia reactiva fornecida e recebida, respectivamente, da tarifa de Uso da Rede do nível de tensão de entrega.

6 - A potência contratada, a potência em horas de ponta e as energias activa e reactiva a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 36.º

Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em BTN

1 - As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em BTN são compostas pelos seguintes preços:

a) Preços de potência contratada, definidos em Euros por mês.

b) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 12.

3 - Os preços da energia activa em BTN, para potências contratadas superiores a 20,7 kVA, são discriminados em três períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 26.º.

4 - Os preços de energia activa em BTN, para potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA, são discriminadas em 2 períodos horários ou não apresentam diferenciação horária, de acordo com o estabelecido no Artigo 26.º.

5 - A potência e a energia activa a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

QUADRO 12 - ESCALÕES DE POTÊNCIA DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
BTN ≤ 20,7 kVA	1,15 - 2,3 - 3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
BTN > 20,7 kVA	27,6 - 34,5 - 41,4

Secção V
Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso de Portugal continental

Artigo 37.º
Objecto

1 - A presente Secção estabelece as tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, que devem proporcionar os seguintes proveitos:

a) Proveitos a recuperar relativos ao uso global do sistema, ao uso da rede de transporte e ao uso da rede de distribuição, que coincidem com os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.

b) Proveitos permitidos das actividades de Compra e Venda de Energia Eléctrica e de Comercialização.

2 - As tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos dos comercializadores de último recurso resultam da adição das tarifas de Energia, de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização.

Artigo 38.º

Opções tarifárias

1 - As tarifas de Venda a Clientes Finais apresentam, em cada nível de tensão, as opções tarifárias indicadas no Quadro 13.

2 - Para cada opção tarifária são estabelecidos no Quadro 13 valores limites da potência contratada.

3 - Nos fornecimentos em BT, designadamente para efeitos dos valores da potência contratada, considera-se que o fornecimento se efectua à tensão de 400 V entre fases, a que corresponde 230 V entre fase e neutro.

4 - Os fornecimentos em BT com potência contratada superior a 41,4 kW são designados por fornecimentos em BTE.

5 - Os fornecimentos em BT com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA são designados por fornecimentos em BTN.

6 - A tarifa social destina-se aos consumos relativos a casas de habitação de residência permanente, mesmo que nelas se exerça uma pequena actividade profissional, com potência contratada até 2,3 kVA e um consumo anual não superior a 400 kWh.

7 - As tarifas sazonais são aplicadas a consumos sazonais.

QUADRO 13 - OPÇÕES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Nível de Tensão ou Tipo de Fornecimento	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência e Termo Tarifário Fixo (1)	Energia Activa		Energia Reactiva (4)	
				Períodos Trimestrais (2)	N.º Períodos Horários (3)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão Normal	Tarifa Social	1,15 a 2,3 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	-	2	-	-
	Tarifa Tri-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	-	3	-	-
	Tarifa de Médias Utilizações	27,6 a 41,4 kVA	a	-	3	-	-
	Tarifa de Longas Utilizações	27,6 a 41,4 kVA	a	-	3	-	-
	Tarifa Sazonal Simples	3,45 a 20,7 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Sazonal Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	-	2	-	-
	Tarifa Sazonal Tri-horária	3,45 a 41,4 kVA	a	-	3	-	-
	Tarifa de Iluminação Pública	-	-	-	1	-	-
Baixa Tensão Especial	Tarifa de Médias Utilizações	> 41,4 kW	x	-	4	x	x
	Tarifa de Longas Utilizações	> 41,4 kW	x	-	4	x	x

Média Tensão	Tarifa de Curtas Utilizações Tetra-horária	-	x	x	4	x	x
	Tarifa de Médias Utilizações Tetra-horária	-	x	x	4	x	x
	Tarifa de Longas Utilizações Tetra-horária	-	x	x	4	x	x
Alta Tensão	Tarifa de Curtas Utilizações		x	x	4	x	x
	Tarifa de Médias Utilizações		x	x	4	x	x
	Tarifa de Longas Utilizações		x	x	4	x	x
Muito Alta Tensão	Tarifa única		x	x	4	x	x

Notas:

(1) – x Existência de preços de potência e de preços do termo tarifário fixo

a Existência de um preço correspondente ao escalão de potência e ao termo tarifário fixo

\- Não aplicável

(2) – - Preços sem diferenciação trimestral

x Preços com diferenciação trimestral

(3) – 1 Sem diferenciação horária

2 Dois períodos horários: fora de vazio e vazio

3 Três períodos horários: ponta, cheias e vazio

4 Quatro períodos horários: ponta, cheias, vazio normal e super vazio

(4) – - Não aplicável

x Existência de preço correspondente

Artigo 39.º
Estrutura geral das opções tarifárias de MAT, AT, MT e BTE

1 - As opções tarifárias de MAT, AT, MT e BTE são compostas pelos seguintes preços:

a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.

b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.

c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.

d) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.

e) Preços da energia reactiva, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços da energia activa nas opções tarifárias de MAT, AT e MT são discriminados em quatro períodos trimestrais e em quatro períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 26.º.

3 - Os preços da energia activa nas opções tarifárias de BTE são discriminados em três períodos horários de acordo com o estabelecido no Artigo 26.º.

4 - Os preços da energia reactiva são discriminados em:

a) Preços da energia reactiva indutiva.

b) Preços da energia reactiva capacitiva.

5 - Os preços da energia reactiva indutiva e capacitiva coincidem com os preços da energia reactiva fornecida e recebida, respectivamente, da tarifa de Uso da Rede do nível de tensão de entrega, sem prejuízo do estabelecido na Secção VI do Capítulo V.

6 - A potência contratada, a potência em horas de ponta e as energias activa e reactiva a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 40.º

Estrutura geral das opções tarifárias de BTN

1 - As opções tarifárias de BTN são compostas pelos seguintes preços:

a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.

b) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 14.

3 - Nas opções tarifárias de BTN social, simples e iluminação pública os preços da energia activa não apresentam diferenciação horária.

4 - Nas restantes opções tarifárias de BTN os preços da energia activa são discriminados em dois ou três períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 26.º.

5 - A opção tarifária de iluminação pública é composta unicamente pelo preço de energia activa.

6 - A potência e a energia activa a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

QUADRO 14 - ESCALÕES DE POTÊNCIA DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS EM BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
Tarifa Social	1,15 - 2,3
Tarifa Simples	1,15 - 2,3 - 3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Bi-horária	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Tri-horária	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa de Médias Utilizações	27,6 - 34,5 - 41,4
Tarifa de Longas Utilizações	27,6 - 34,5 - 41,4
Tarifa Sazonal Tri-horária	27,6 - 34,5 - 41,4
Tarifa Sazonal Simples	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Sazonal Bi-horária	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Sazonal Tri-horária	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7

Secção VI
Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

Artigo 41.º
Objecto

1 - A presente Secção estabelece as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, que asseguram a observância do princípio da convergência tarifária na RAA.

2 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são aplicadas pela concessionária do transporte e distribuição da RAA.

Artigo 42.º
Opções tarifárias

1 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam em cada nível de tensão as opções tarifárias indicadas no Quadro 15.

2 - Para cada opção tarifária são estabelecidos no Quadro 15 valores limites da potência contratada.

3 - Nos fornecimentos em BT, designadamente para efeitos dos valores da potência contratada, considera-se que o fornecimento se efectua à tensão de 400 V entre fases, a que corresponde 230 V entre fase e neutro.

4 - Os fornecimentos em BT com potência contratada igual ou superior a 20,7 kW e com medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos são designados por fornecimentos em BTE.

5 - Os fornecimentos em BT com potência contratada inferior ou igual a 215 kVA e sem medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos são designados por fornecimentos em BTN.

6 - A tarifa social destina-se aos consumos relativos a casas de habitação de residência permanente, mesmo que nelas se exerça uma pequena actividade profissional, com potência contratada de 1,15 kVA e um consumo anual não superior a 500 kWh.

7 - As tarifas sazonais são aplicadas a consumos sazonais.

QUADRO 15 - OPÇÕES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

Nível de Tensão ou Tipo de Fornecimento	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência (1)	Energia Activa		Energia Reactiva (4)	
				Períodos Trimestrais (2)	N.º Períodos Horários (3)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão Normal	Tarifa Social	1,15 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Simples	1,15 a 17,25 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	3,45 a 17,25 kVA	a	-	2	-	-
	Tarifa Tri-horária	3,45 a 215 kVA	a	-	3	-	-
	Tarifa de Iluminação Pública	-	-	-	1	-	-
Baixa Tensão Especial	Tarifa Tetra-horária	≥ 20,7 kW	x	x	4	x	x
Média Tensão	Tarifa Tetra-horária	-	x	x	4	x	x

Notas:

(1) – x Existência de preços de potência e de preços do termo tarifário fixo

a Existência de um preço correspondente ao escalão de potência e ao termo tarifário fixo

\- Não aplicável

(2) – - Preços sem diferenciação trimestral

x Preços com diferenciação trimestral

(3) – 1 Sem diferenciação horária

2 Dois períodos horários: fora de vazio e vazio

3 Três períodos horários: ponta, cheias e vazio

(4) – - Não aplicável

x Existência de preço correspondente

Artigo 43.º

Estrutura geral das opções tarifárias de MT e BTE

1 - As opções tarifárias de MT e BTE são compostas pelos seguintes preços:

a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.

b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.

c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.

d) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.

e) Preços da energia reactiva, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços da energia activa nas opções tarifárias de MT são discriminados em quatro períodos trimestrais e em três períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 33.º.

3 - Os preços da energia activa nas opções tarifárias de BTE são discriminados em três períodos horários de acordo com o estabelecido no Artigo 33.º.

4 - Os preços da energia reactiva são discriminados em:

a) Preços da energia reactiva indutiva.

b) Preços da energia reactiva capacitiva.

5 - Os preços da energia reactiva indutiva e capacitiva coincidem com os preços da energia reactiva fornecida e recebida, respectivamente, da tarifa de Uso da Rede do nível de tensão de entrega, sem prejuízo do estabelecido na Secção VII do Capítulo V.

6 - A potência contratada, a potência em horas de ponta e as energias activa e reactiva a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 44.º
Estrutura geral das opções tarifárias de BTN

1 - As opções tarifárias de BTN são compostas pelos seguintes preços:

a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.

b) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 16.

3 - Nas opções tarifárias de BTN social, simples e iluminação pública os preços da energia activa não apresentam diferenciação horária.

4 - Nas restantes opções tarifárias de BTN os preços da energia activa são discriminados em dois ou três períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 33.º.

5 - A opção tarifária de iluminação pública é composta unicamente pelo preço de energia activa.

6 - A potência e a energia activa a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

QUADRO 16 - ESCALÕES DE POTÊNCIA DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS EM BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
Tarifa Social	1,15
Tarifa Simples	1,15 - 3,45 - 6,9 – 10,35 - 13,8 - 17,25
Tarifa Bi-horária	3,45 - 6,9 – 10,35 - 13,8 - 17,25
Tarifa Tri-horária	3,45 - 6,9 – 10,35 - 13,8 - 17,25
	20,7 - 27,6 - 34,5 - 41,4 - 55,2 - 69,0 - 103,5 -
	110,4 - 138,0 - 172,5 - 207,0 - 215,0

Secção VII
Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

Artigo 45.º
Objecto

1 - A presente Secção estabelece as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, que asseguram a observância do princípio da convergência tarifária na RAM.

2 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são aplicadas pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

Artigo 46.º
Opções tarifárias

1 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam em cada nível de tensão as opções tarifárias indicadas no Quadro 17.

2 - Para cada opção tarifária são estabelecidos no Quadro 17 valores limites da potência contratada.

3 - Nos fornecimentos em BT, designadamente para efeitos dos valores da potência contratada, considera-se que o fornecimento se efectua à tensão de 400 V entre fases, a que corresponde 230 V entre fase e neutro.

4 - Os fornecimentos em BT com potência contratada superior a 62,1 kW são designados por fornecimentos em BTE.

5 - Os fornecimentos em BT com potência contratada inferior ou igual a 62,1 kVA são designados por fornecimentos em BTN.

6 - A tarifa social destina-se aos consumos relativos a casas de habitação de residência permanente, mesmo que nelas se exerça uma pequena actividade profissional, com potência contratada até 1,15 kVA e um consumo anual não superior a 500 kWh.

7 - As tarifas sazonais são aplicadas a consumos sazonais.

QUADRO 17 - OPÇÕES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

Nível de Tensão	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência (1)	Energia Activa		Energia Reactiva (4)	
				Períodos Trimestrais (2)	N.º Períodos Horários (3)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão Normal	Tarifa Social	1,15 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	-	2	-	-
	Tarifa tri-horária	3,45 a 62,1 kVA	a	-	3	-	-
	Iluminação Pública	-	-	-	1	-	-
Baixa Tensão Especial	Tarifa tetra-horária	> 62,1 kW	x	-	4	x	x
Média Tensão	Tarifa de MT 6,6 kV	-	x	x	4	x	x
	Tarifa de MT 30 kV	-	x	x	4	x	x
Alta Tensão	Tarifa de AT	-	x	x	3	x	x

Notas:

(1) – x Existência de preços de potência e de preços do termo tarifário fixo
a Existência de um preço correspondente ao escalão de potência e ao termo tarifário fixo
\- Não aplicável

(2) – - Preços sem diferenciação trimestral
x Preços com diferenciação trimestral

(3) – 1 Sem diferenciação horária
2 Dois períodos horários: fora de vazio e vazio
3 Três períodos horários: ponta, cheias e vazio

(4) – - Não aplicável
x Existência de preço correspondente

Artigo 47.º

Estrutura geral das opções tarifárias de AT, MT e BTE

1 - As opções tarifárias de AT, MT e BTE são compostas pelos seguintes preços:

a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.

b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.

c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.

d) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.

e) Preços da energia reactiva, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços da energia activa nas opções tarifárias de AT e MT são discriminados em quatro períodos trimestrais e em três períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 33.º.

3 - Os preços da energia activa nas opções tarifárias de BTE são discriminados em três períodos horários de acordo com o estabelecido no Artigo 33.º.

4 - Os preços da energia reactiva são discriminados em:

a) Preços da energia reactiva indutiva.

b) Preços da energia reactiva capacitiva.

5 - Os preços da energia reactiva indutiva e capacitiva coincidem com os preços da energia reactiva fornecida e recebida, respectivamente, da tarifa de Uso da Rede do nível de tensão de entrega, sem prejuízo do estabelecido na Secção VIII do Capítulo V.

6 - A potência contratada, a potência em horas de ponta e as energias activa e reactiva a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 48.º
Estrutura geral das opções tarifárias de BTN

1 - As opções tarifárias de BTN são compostas pelos seguintes preços:

a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.

b) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 18.

3 - Nas opções tarifárias de BTN social, simples e iluminação pública os preços da energia activa não apresentam diferenciação horária.

4 - Nas restantes opções tarifárias de BTN os preços da energia activa são discriminados em dois ou três períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 33.º.

5 - A opção tarifária de iluminação pública é composta unicamente pelo preço de energia activa.

6 - A potência e a energia activa a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

QUADRO 18 - ESCALÕES DE POTÊNCIA DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS EM BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
Tarifa Social	1,15
Tarifa Simples	1,15 - 3,45 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Bi-horária	3,45 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Tri-horária	3,45 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
	27,6 - 34,5 - 41,4 - 51,75 - 62,1

Secção VIII
Tarifa de Energia

Artigo 49.º
Objecto

A presente Secção estabelece a tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos dos comercializadores de último recurso, que deve recuperar os custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso.

Artigo 50.º
Estrutura geral

1 - A tarifa de Energia é composta por preços aplicáveis à energia activa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços da tarifa de Energia são referidos à saída da RNT.

3 - Os preços de energia activa são discriminados em quatro períodos trimestrais e em quatro períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 26.º, coincidindo com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais.

Artigo 51.º
Conversão da tarifa de Energia para os vários níveis de tensão

1 - Os preços da tarifa de Energia são convertidos para os vários níveis de tensão e opções tarifárias dos clientes dos comercializadores de último recurso, tendo em conta os factores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 19.

2 - Nos fornecimentos a clientes em BT dos comercializadores de último recurso, os preços da tarifa de Energia são agregados em conformidade com os períodos horários aplicáveis nos termos do Quadro 19.

3 - Nos fornecimentos de energia e potência aos clientes das opções tarifárias de BTN social, simples e iluminação pública dos comercializadores de último recurso, os preços da energia activa não apresentam diferenciação horária.

4 - Nos fornecimentos de energia e potência aos clientes em BT dos comercializadores de último recurso, os preços da energia activa não apresentam diferenciação sazonal.

QUADRO 19 - PREÇOS DA TARIFA DE ENERGIA NOS VÁRIOS NÍVEIS DE TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS

<table>
<tr><th></th><th></th><th colspan="4">Preços da Tarifa de Energia</th><th></th></tr>
<tr><th>Tarifas</th><th>N.º Períodos Horários</th><th>TWp</th><th>TWc</th><th>TWvn</th><th>TWsv</th><th>Aplicação</th></tr>
<tr><td>E</td><td>4</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>-</td></tr>
<tr><td>MAT</td><td>4</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>AT</td><td>4</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>MT</td><td>4</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTE</td><td>4</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTN (3)</td><td>3</td><td>X</td><td>X</td><td colspan="2">X</td><td>Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTN (2)</td><td>2</td><td colspan="2">X</td><td colspan="2">X</td><td>Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTN (1)</td><td>1</td><td colspan="4">X</td><td>Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTN (IP)</td><td>1</td><td colspan="4">X</td><td>Fornecimentos CUR</td></tr>
</table>

Legenda:

E Tarifa de Energia

(3) Tarifas de BTN tri-horárias

(2) Tarifas de BTN bi-horárias

(1) Tarifas de BTN simples e social

(IP) Tarifas de BTN de iluminação pública

TWp Preço da energia activa em horas de ponta

TWc Preço da energia activa em horas cheias

TWvn Preço da energia activa em horas de vazio normal

TWsv Preço da energia activa em horas de super vazio

CUR Comercializadores de último recurso

Artigo 52.º
Energia activa a facturar

A energia activa a facturar na tarifa de Energia é determinada de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Secção IX
Tarifas de Uso Global do Sistema

Artigo 53.º
Objecto

1 - A presente Secção estabelece a tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT, que deve proporcionar à entidade concessionária da RNT os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do agente comercial e da actividade de Gestão Global do Sistema do operador da rede de transporte.

2 - A presente Secção estabelece também a tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição, que deve proporcionar os proveitos a recuperar relativos à Compra e Venda de Energia Eléctrica do agente comercial, à Gestão Global do Sistema e ao diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial.

Artigo 54.º
Estrutura geral

1 - A tarifa de Uso Global do Sistema é composta por três parcelas em que:

a) A parcela I permite recuperar os custos de gestão do sistema.

b) A parcela II permite recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e os custos para a manutenção do equilíbrio contratual dos produtores com CAE.

c) A parcela III permite recuperar os custos com o mecanismo de garantia de potência.

2 - A tarifa de Uso Global do Sistema é composta pelos seguintes preços, nos termos do Quadro 20:

a) Preços da energia activa da parcela I, definidos em Euros por kWh.

b) Preço de potência contratada da parcela II, definido em Euros por kW, por mês.

c) Preços da energia activa da parcela II, definidos em Euros por kWh.

d) Preços da energia activa da parcela III, definidos em Euros por kWh.

3 - Na tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, o preço de potência contratada é substituído por um encargo mensal nos termos do Artigo 117.º.

4 - Os preços de energia activa da tarifa de Uso Global do Sistema são referidos à saída da RNT e apresentam diferenciação por nível de tensão e tipo de fornecimento: MAT, AT, MT, BTE, BTN com potência contratada superior a 2,3 kVA e BTN com potência contratada inferior ou igual 2,3 kVA.

5 - Os preços de energia aplicáveis às entregas em BTN com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA não incluem o diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial enquadráveis nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006.

6 - Os preços da energia activa são discriminados por período tarifário, de acordo com o estabelecido no Artigo 26.º.

7 - A parcela III não tem preços de energia activa em períodos de vazio.

8 - Os períodos horários a considerar nas entregas dos operadores das redes de distribuição coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Acesso às Redes, nos termos da Secção IV do presente Capítulo.

9 - Os períodos horários a considerar nos fornecimentos a clientes dos comercializadores de último recurso coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais, nos termos da Secção V do presente Capítulo.

10 - Nas entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT aplicam-se quatro períodos horários, de acordo com o ciclo semanal estabelecido no Quadro 8.1 do Artigo 26.º.

QUADRO 20 - COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Parcela	TPc	TWp	TWc	TWvn	TWsv
UGS1	-	X	X	X	X
UGS2	X	X	X	X	X
UGS3	-	X	X	-	-

Legenda:

UGS1 Parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema

UGS2 Parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema

UGS3 Parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema

TPc Preço de potência contratada

TWp Preço da energia activa em horas de ponta

TWc Preço da energia activa em horas cheias

TWvn Preço da energia activa em horas de vazio normal

TWsv Preço da energia activa em horas de super vazio

Artigo 55.º

Conversão da tarifa de Uso Global do Sistema para os vários níveis de tensão

1 - Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema são convertidos para os vários níveis de tensão tendo em conta os factores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 21.

2 - Nas entregas a clientes de BT, os preços da tarifa de Uso Global do Sistema são agregados em conformidade com os períodos horários aplicáveis nos termos do Quadro 21.

3 - Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN social, simples e iluminação pública, os preços aplicáveis à energia activa não apresentam diferenciação horária.

4 - Nas entregas a clientes de iluminação pública o preço da potência contratada é convertido num preço único de energia activa, sem diferenciação horária.

QUADRO 21 - PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA NOS VÁRIOS NÍVEIS DE TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS

<table>
<tr><th></th><th></th><th colspan="5">Preços da Tarifa de Uso Global do Sistema</th><th></th></tr>
<tr><th>Tarifas</th><th>N.º Períodos Horários</th><th>TPc</th><th>TWp</th><th>TWc</th><th>TWvn</th><th>TWsv</th><th>Aplicação</th></tr>
<tr><td>UGS</td><td>4</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>-</td></tr>
<tr><td>MAT</td><td>4</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>AT</td><td>4</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>MT</td><td>4</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTE</td><td>4</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTN (3)</td><td>3</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td colspan="2">X</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTN (2)</td><td>2</td><td>X</td><td colspan="2">X</td><td colspan="2">X</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTN (1)</td><td>1</td><td>X</td><td colspan="4">X</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTN (IP)</td><td>1</td><td>-</td><td colspan="4">X</td><td>Fornecimentos CUR</td></tr>
</table>

Legenda:

UGS Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

(3) Tarifas de BTN tri-horárias

(2) Tarifas de BTN bi-horárias

(1) Tarifas de BTN simples e social

(IP) Tarifas de BTN de iluminação pública

TPc	Preço de potência contratada
TWp	Preço da energia activa em horas de ponta
TWc	Preço da energia activa em horas cheias
TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio
CUR	Comercializadores de último recurso
ORD	Operadores das redes de distribuição

Artigo 56.º
Potência contratada e energia activa a facturar

A potência contratada e a energia activa a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Secção X
Tarifas de Uso da Rede de Transporte

Artigo 57.º
Objecto

1 - A presente Secção estabelece as tarifas de Uso da Rede de Transporte, a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT, que devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica do operador da rede de transporte em Portugal continental.

2 - A presente Secção estabelece também as tarifas de Uso da Rede de Transporte, a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição, que devem proporcionar os proveitos a recuperar relativos ao transporte de energia eléctrica.

Artigo 58.º
Estrutura geral

1 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte são as seguintes:

a) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT para as entregas em MAT.

b) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT para as restantes entregas.

2 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte são compostas pelos seguintes preços:

a) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.

b) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.

c) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.

d) Preços da energia reactiva, definidos em Euros por kvarh.

3 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são referidos à saída da RNT.

4 - Os preços da energia activa são discriminados por período tarifário, de acordo com o estabelecido no Artigo 26.º.

5 - Os períodos horários a considerar nas entregas dos operadores das redes de distribuição coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Acesso às Redes, nos termos da Secção IV do presente Capítulo.

6 - Os períodos horários a considerar nos fornecimentos a clientes dos comercializadores de último recurso coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais, nos termos da Secção V do presente Capítulo.

7 - Nas entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, aplicam-se quatro períodos horários, de acordo com o ciclo semanal estabelecido no Quadro 8.1 do Artigo 26.º.

8 - Os preços da energia reactiva são discriminados em:

a) Preços da energia reactiva fornecida.

b) Preços da energia reactiva recebida.

9 - A energia reactiva associada à tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável pelo operador da rede de distribuição e pelos comercializadores de último recurso só é facturada a clientes em MAT.

Artigo 59.º

Conversão das tarifas de Uso da Rede de Transporte para os vários níveis de tensão

1 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT aplicam-se às entregas a clientes em MAT.

2 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são convertidos para os níveis de tensão de MT e BT, tendo em conta os factores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 22.

3 - A tarifa convertida é constituída por um preço de potência em horas de ponta, resultante da adição dos preços de potência contratada e potência em horas de ponta, e por preços da energia activa, discriminados por período tarifário.

4 - Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN, os preços da potência em horas de ponta são convertidos, de acordo com o Quadro 22, em preços de energia activa nos períodos horários de:

a) Horas de ponta nas opções tarifárias com três períodos horários.

b) Horas fora de vazio nas opções tarifárias com dois períodos horários.

c) Sem diferenciação horária nas restantes opções tarifárias.

5 - Nas entregas a clientes de BT, os preços de energia são agregados em conformidade com os períodos horários aplicáveis, nos termos do Quadro 22.

6 - Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN social, simples e iluminação pública, os preços aplicáveis à energia activa não apresentam diferenciação horária.

QUADRO 22 - PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT A APLICAR NOS VÁRIOS NÍVEIS DE TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS

<table>
<tr><th></th><th></th><th colspan="6">Preços da Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT</th><th></th></tr>
<tr><th>Tarifas</th><th>N.º Períodos Horários</th><th>TPc</th><th>TPp</th><th>TWp</th><th>TWc</th><th>TWvn</th><th>TWsv</th><th>Aplicação</th></tr>
<tr><td>URT_{AT}</td><td>4</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>-</td></tr>
<tr><td>AT</td><td>4</td><td>-</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>MT</td><td>4</td><td>-</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTE</td><td>4</td><td>-</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTN (3)</td><td>3</td><td>-</td><td>-</td><td>X</td><td>X</td><td colspan="2">X</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTN (2)</td><td>2</td><td>-</td><td>-</td><td colspan="2">X</td><td colspan="2">X</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTN (1)</td><td>1</td><td>-</td><td>-</td><td colspan="4">X</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTN (IP)</td><td>1</td><td>-</td><td>-</td><td colspan="4">X</td><td>Fornecimentos CUR</td></tr>
</table>

Legenda:

URT_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
(3)	Tarifas de BTN tri-horárias
(2)	Tarifas de BTN bi-horárias
(1)	Tarifas de BTN simples e social
(IP)	Tarifas de BTN de iluminação pública
TPc	Preço de potência contratada
TPp	Preço de potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia activa em horas de ponta
TWc	Preço da energia activa em horas cheias
TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio
CUR	Comercializadores de último recurso
ORD	Operadores das redes de distribuição

Artigo 60.º
Potência em horas de ponta, potência contratada, energia activa e energia reactiva a facturar

A potência em horas de ponta, a potência contratada, a energia activa e a energia reactiva a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Secção XI
Tarifas de Uso da Rede de Distribuição

Artigo 61.º
Objecto

A presente Secção estabelece as tarifas de Uso da Rede de Distribuição, a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição, que devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

Artigo 62.º
Estrutura geral

1 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são compostas pelos seguintes preços:

a) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW por mês.

b) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW por mês.

c) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.

d) Preços da energia reactiva, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços da energia activa são discriminados por período tarifário, de acordo com o estabelecido no Artigo 26.º.

3 - Os períodos horários a considerar nas entregas dos operadores das redes de distribuição coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Acesso às Redes, nos termos da Secção IV do presente Capítulo.

4 - Os períodos horários a considerar nos fornecimentos a clientes dos comercializadores de último recurso coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais, nos termos da Secção V do presente Capítulo.

5 - Nas entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, aplicam-se quatro períodos horários, de acordo com o ciclo semanal estabelecido no Quadro 8.1 do Artigo 26.º.

6 - Os preços da energia reactiva são discriminados, para cada tarifa, em:

a) Preços da energia reactiva fornecida.

b) Preços da energia reactiva recebida.

Artigo 63.º
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

1 - A estrutura geral da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT é estabelecida no Artigo 62.º.

2 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT são referidos à saída da rede de distribuição em AT.

3 - A energia reactiva associada a esta tarifa só é facturada a clientes em AT.

Artigo 64.º

Conversão da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT para os níveis de tensão de MT e BT

1 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT são convertidos para os níveis de tensão de MT e BT, tendo em conta os factores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 23.

2 - A tarifa convertida é constituída por um preço de potência em horas de ponta, resultante da adição dos preços de potência contratada e potência em horas de ponta, e por preços da energia activa, discriminados por período tarifário.

3 - Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN, o preço da potência em horas de ponta, definido nos termos do número anterior, é convertido em preços de energia activa nos períodos horários de:

a) Horas de ponta nas opções tarifárias com três períodos horários.

b) Horas fora de vazio nas opções tarifárias com dois períodos horários.

c) Sem diferenciação horária nas restantes opções tarifárias.

4 - Nas entregas a clientes em BT, os preços de energia são agregados em conformidade com os períodos tarifários aplicáveis nos termos do Quadro 23.

5 - Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN social, simples e iluminação pública, os preços aplicáveis à energia activa não apresentam diferenciação horária.

QUADRO 23 - PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT NOS NÍVEIS DE TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS DE MT E BT

		Preços da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT								
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrr	Aplicação
URD_{AT}	4	X	X	X	X	X	X	X	X	-
AT	4	X	X	X	X	X	X	X	X	Entregas ORD, Fornecimentos CUR
MT	4		X	X	X	X	X			Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTE	4		X	X	X	X	X			Entregas ORD, Fornecimentos CUR

BTN (3)	3			X	X	X			Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (2)	2			X		X			Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (1)	1			X					Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (IP)	1			X					Fornecimentos CUR

Legenda:

URD_{AT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

(3) Tarifas de BTN tri-horárias

(2) Tarifas de BTN bi-horárias

(1) Tarifas de BTN simples e social

(IP) Tarifas de BTN de iluminação pública

TPc Preço de potência contratada

TPp Preço de potência em horas de ponta

TWp Preço da energia activa em horas de ponta

TWc Preço da energia activa em horas cheias

TWvn Preço da energia activa em horas de vazio normal

TWsv Preço da energia activa em horas de super vazio

TWrf Preço da energia reactiva fornecida

TWrr Preço da energia reactiva recebida

CUR Comercializadores de último recurso

ORD Operadores das redes de distribuição

Artigo 65.º
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT

1 - A estrutura geral da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT é estabelecida no Artigo 62.º.

2 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT são referidos à saída da rede de distribuição em MT.

3 - A energia reactiva associada a esta tarifa só é facturada a clientes em MT.

Artigo 66.º
Conversão da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT para o nível de tensão de BT

1 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT são convertidos para o nível de tensão de BT, tendo em conta os factores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 24.

2 - A tarifa convertida é constituída unicamente por um preço de potência em horas de ponta, resultante da adição dos preços de potência contratada e de potência em horas de ponta, e por preços de energia activa discriminados por período tarifário.

3 - Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN, o preço da potência em horas de ponta, definido nos termos do número anterior, é convertido em preços de energia activa nos períodos horários de:

a) Horas de ponta nas opções tarifárias com três períodos horários.

b) Horas fora de vazio nas opções tarifárias com dois períodos horários.

c) Sem diferenciação horária nas restantes opções tarifárias.

4 - Nas entregas a clientes em BT, os preços de energia são agregados em conformidade com os períodos tarifários aplicáveis nos termos do Quadro 24.

5 - Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN social, simples e iluminação pública, os preços aplicáveis à energia activa não apresentam diferenciação horária.

QUADRO 24 - PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT NO NÍVEL DE TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS DE BT

<table>
<tr><th></th><th></th><th colspan="8">Preços da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT</th><th></th></tr>
<tr><th>Tarifas</th><th>N.º Períodos Horários</th><th>TPc</th><th>TPp</th><th>TWp</th><th>TWc</th><th>TWvn</th><th>TWsv</th><th>TWrf</th><th>TWrr</th><th>Aplicação</th></tr>
<tr><td>URD_{MT}</td><td>4</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>-</td></tr>
<tr><td>MT</td><td>4</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTE</td><td>4</td><td>-</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>-</td><td>-</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTN (3)</td><td>3</td><td>-</td><td>-</td><td>X</td><td>X</td><td colspan="2">X</td><td>-</td><td>-</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTN (2)</td><td>2</td><td>-</td><td>-</td><td colspan="2">X</td><td colspan="2">X</td><td>-</td><td>-</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTN (1)</td><td>1</td><td>-</td><td>-</td><td colspan="4">X</td><td>-</td><td>-</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTN (IP)</td><td>1</td><td>-</td><td>-</td><td colspan="4">X</td><td>-</td><td>-</td><td>Fornecimentos CUR</td></tr>
</table>

Legenda:

URD_{MT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT

(3) Tarifas de BTN tri-horárias

(2) Tarifas de BTN bi-horárias

(1) Tarifas de BTN simples e social

(IP) Tarifas de BTN de iluminação pública

TPc Preço da potência contratada

TPp Preço da potência em horas de ponta

TWp Preço da energia activa em horas de ponta

TWc Preço da energia activa em horas cheias

TWvn Preço da energia activa em horas de vazio normal

TWsv Preço da energia activa em horas de super vazio

TWrf Preço da energia reactiva fornecida

TWrr Preço da energia reactiva recebida

CUR Comercializadores de último recurso

ORD Operadores das redes de distribuição

Artigo 67.º
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

1 - A estrutura geral da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT é estabelecida no Artigo 62.º.

2 - Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN aplicam-se as seguintes disposições:

a) Os preços da potência em horas de ponta são convertidos em preços de energia activa nos períodos horários de:

   i) Horas fora de vazio nas opções tarifárias com dois e três períodos horários.

   ii) Sem diferenciação horária nas restantes opções tarifárias.

b) Os preços de energia são agregados em conformidade com os períodos tarifários aplicáveis nos termos do Quadro 24.

3 - Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN social, simples e iluminação pública, os preços aplicáveis à energia activa não apresentam diferenciação horária.

Artigo 68.º
Potência em horas de ponta, potência contratada, energia activa e energia reactiva a facturar

A potência em horas de ponta, a potência contratada, a energia activa e a energia reactiva a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Secção XII
Tarifas de Comercialização

Artigo 69.º
Objecto

A presente Secção estabelece as tarifas de Comercialização, a aplicar aos fornecimentos a clientes dos comercializadores de último recurso, que devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Comercialização.

Artigo 70.º

Estrutura geral

1 - As tarifas de Comercialização são diferenciadas por nível de tensão e por tipo de fornecimento em BT, sendo definidas três tarifas:

a) Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT.

b) Tarifa de Comercialização em BTE.

c) Tarifa de Comercialização em BTN.

2 - As tarifas de Comercialização são compostas pelos seguintes preços:

a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.

b) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.

3 - Os preços da energia activa não são discriminados por período tarifário.

Capítulo IV
Proveitos das actividades reguladas

Secção I
Proveitos do Agente Comercial

Artigo 71.º

Proveitos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial

1 - Os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{AC}_{CVEE,t} = \tilde{S}CAE_{CVEE,t} + \tilde{C}f_{CVEE,t} - \Delta\tilde{R}^{AC}_{CVEE,t-1} - \Delta R^{AC}_{CVEE,t-2} \quad (1)$$

em que:

$\tilde{R}^{AC}_{CVEE,t}$ Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos para o ano *t*

$\tilde{S}CAE_{CVEE,t}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com contratos de aquisição de energia eléctrica, previsto para o ano *t*

$\tilde{C}f_{CVEE,t}$ Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos para o ano *t*

$\Delta\tilde{R}^{AC}_{CVEE,t-1}$ Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, no ano *t-1* a incorporar no ano *t*

$\Delta R^{AC}_{CVEE,t-2}$ Ajustamento no ano *t*, dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, tendo em conta os valores ocorridos em *t-2.*

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 - O diferencial de custo $\left(\tilde{S}CAE_{CVEE,t}\right)$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{S}CAE_{CVEE,t} = \tilde{C}CAE_{CVEE,t} - \tilde{P}CAE_{CVEE,t} \qquad (2)$$

em que:

$\tilde{C}CAE_{CVEE,t}$ Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com contratos de aquisição de energia eléctrica, previsto para o ano *t*

$\tilde{P}CAE_{CVEE,t}$ Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com contratos de aquisição de energia eléctrica, previsto para o ano *t*, nomeadamente através de leilões de capacidade virtual, mercados organizados e celebração de contratos bilaterais, de acordo com a legislação em vigor.

3 - Os custos de funcionamento $\left(\tilde{C}f_{CVEE,t}\right)$ são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}f_{CVEE,t} = \tilde{C}_{CVEE,t} + \tilde{A}m_{CVEE,t} + \tilde{A}ct_{CVEE,t} \times \frac{r_{CVEE,t}}{100} \qquad (3)$$

em que:

$\tilde{C}_{CVEE,t}$ Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos para o ano *t*

$\tilde{A}m_{CVEE,t}$ Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos para o ano *t*

$\tilde{A}ct_{CVEE,t}$ Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano *t*, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_{CVEE,t}$ Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, em percentagem.

4 - Os custos de exploração incluem, nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos e pessoal.

5 - O ajustamento $\left(\Delta\tilde{R}^{AC}_{CVEE,t-1}\right)$ é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{R}^{AC}_{CVEE,t-1} = \left[\tilde{R}r^{AC}_{CVEE,t-1} - \left(\tilde{R}^{AC}_{CVEE,t-1} + \tilde{I}_{CVEE,t-1} + \tilde{C}O_{2\ CVEE,t-1}\right)\right] \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-1} + \delta_{t-1}}{100}\right) \qquad (4)$$

em que:

$\tilde{R}r^{AC}_{CVEE,t-1}$ Proveitos a recuperar da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, no ano *t-1*

$\tilde{R}^{AC}_{CVEE,t-1}$ Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos no ano *t-1*, determinados com base nos valores previstos para o ano em curso, calculados pela expressão (1), excluindo a parcela dos custos de funcionamento

$\tilde{I}_{CVEE,t-1}$ Proveitos decorrentes da partilha de benefícios obtidos com a optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia eléctrica, nos termos definidos na Secção XI do presente Capítulo, estimados para o ano *t-1*

$\tilde{C}O_{2\ CVEE,t-1}$ Proveitos ou custos da gestão das licenças de emissão de CO_2 e da partilha de benefícios obtidos com a sua optimização, nos termos definidos na Secção XII do presente Capítulo, estimados para o ano *t-1*

i^{E}_{t-1} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

6 - O ajustamento $\left(\Delta R^{AC}_{CVEE,t-2}\right)$ é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta R^{AC}_{CVEE,t-2} = \left\{\left[Rf^{AC}_{CVEE,t-2} - \left(R^{AC}_{CVEE,t-2} + I_{CVEE,t-2} + CO_{2\ CVEE,t-2}\right)\right] \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-2} + \delta_{t-2}}{100}\right) - \Delta\tilde{R}^{AC}_{CVEE,prov}\right\} \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-1} + \delta_{t-1}}{100}\right) \qquad (5)$$

em que:

$Rf^{AC}_{CVEE,t-2}$ Proveitos obtidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, transferidos da actividade de Gestão Global do Sistema, no ano *t-2*

$R^{AC}_{CVEE,t-2}$ Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, no ano *t-2*, determinados com base nos valores reais calculados pela expressão (1), excluindo a parcela dos custos de funcionamento

$I_{CVEE,t-2}$ Proveitos decorrentes da partilha de benefícios obtidos com a optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia eléctrica, nos termos definidos na Secção XI do presente Capítulo, no ano *t-2*

$CO_{2\ CVEE,t-2}$ Proveitos ou custos da gestão das licenças de emissão de CO_2 e da partilha de benefícios obtidos com a sua optimização, nos termos definidos na Secção XII do presente Capítulo, no ano *t-2*

$\Delta\tilde{R}^{AC}_{CVEE,prov}$ Valor do ajustamento provisório calculado no ano *t-2* de acordo com o n.º 5, incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor $\left(\Delta\tilde{R}^{AC}_{CVEE,t-1}\right)$

i^E_{t-2} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano *t-2*

δ_{t-2} *Spread* no ano *t-2,* em pontos percentuais

i^E_{t-1} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

O ajustamento $\left(\Delta R^{AC}_{CVEE,t-2}\right)$ não se aplica no primeiro ano de implementação deste Regulamento.

Secção II
Proveitos do operador da rede de transporte em Portugal continental

Artigo 72.º
Proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema

Os proveitos permitidos da actividade de Gestão Global do Sistema, no ano *t*, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}^T_{UGS,t} = \tilde{R}^T_{GS,t} + \tilde{R}^T_{Pol,t} + \tilde{R}^T_{GP,t} - \tilde{R}^{AC}_{CVEE,t} \qquad (6)$$

em que:

$\tilde{R}^{T}_{UGS,t}$ Proveitos permitidos da actividade de Gestão Global do Sistema, previstos para o ano *t*

$\tilde{R}^{T}_{GS,t}$ Custos de gestão do sistema, previstos para o ano *t,* calculados de acordo com o Artigo 73.º

$\tilde{R}^{T}_{Pol,t}$ Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos para o ano *t*, calculados de acordo com o Artigo 74.º

$\tilde{R}^{T}_{GP,t}$ Custos com o mecanismo de garantia de potência, previstos para o ano *t,* calculados de acordo com o Artigo 76.º

$\tilde{R}^{AC}_{CVEE,t}$ Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos para o ano *t*, calculados de acordo com o Artigo 71.º.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

Artigo 73.º
Custos de gestão do sistema

1 - Os custos de gestão do sistema, no ano *t*, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{T}_{GS,t} = CE_{GS,t} + \tilde{C}C_{GS,t} + \tilde{I}tr_{GS,t} - \Delta R^{T}_{GS,t-2} \quad (7)$$

em que:

$\tilde{R}^{T}_{GS,t}$ Custos de gestão do sistema, previstos para o ano *t*

$CE_{GS,t}$ Custos de exploração (exclui amortizações) afectos à gestão do sistema, associados ao Gestor do Sistema, ao Acerto de Contas e à gestão dos CMEC, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema, aceites para o ano *t*

$\tilde{C}C_{GS,t}$ Custos com capital afectos à gestão do sistema, associados ao Gestor do Sistema e ao Acerto de Contas, previstos para o ano *t*

$\tilde{I}tr_{GS,t}$ Encargos com contratos de interruptibilidade, previstos para o ano *t*

$\Delta R^{T}_{GS,t-2}$ Ajustamento no ano *t*, dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em *t-2.*

2 - Os custos de exploração incluem, nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos, materiais diversos e pessoal.

3 - Os custos com capital $(\tilde{C}C_{GS,t})$ são determinados a partir da seguinte expressão:

$$\tilde{C}C_{GS,t} = \tilde{A}m_{GS,t} + \tilde{A}ct_{GS,t} \times \frac{r_{GS,t}}{100} \quad (8)$$

Em que:

$\tilde{A}m_{GS,t}$ Amortizações dos activos fixos afectos à gestão do sistema, associados ao Gestor do Sistema e ao Acerto de Contas, previstos para o ano *t*

$\tilde{A}ct_{GS,t}$ Valor médio dos activos fixos afectos à gestão do sistema, líquido de amortizações e comparticipações, associados ao Gestor do Sistema e ao Acerto de Contas, previsto para o ano *t*, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_{GS,t}$ Taxa de remuneração do activo fixo afecto à gestão do sistema, fixada para o período de regulação, em percentagem.

4 - O ajustamento $\left(\Delta R^T_{GS,t-2}\right)$ previsto na expressão (7) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R^T_{GS,t-2} = \left[Rf^T_{UGS1,t-2} - \left(R^T_{GS,t-2} - RP^T_{GS,t-2}\right)\right] \times \left(1 + \frac{i^E_{t-2} + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i^E_{t-1} + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (9)$$

em que:

$Rf^T_{UGS1,t-2}$ Valor facturado por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano *t-2*

$R^T_{GS,t-2}$ Custo de gestão do sistema calculados em *t-1* de acordo com a expressão (7), com base nos valores verificados em *t-2*

$RP^T_{GS,t-2}$ Proveitos com penalizações aplicadas a agentes de mercado, no ano *t-2,* no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema

i^E_{t-2} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano *t-2*

δ_{t-2} *Spread* no ano *t-2,* em pontos percentuais

i^E_{t-1} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

No primeiro ano de implementação do Regulamento Tarifário o $\left(\Delta R_{GS,t-2}^{T}\right)$ é calculado de acordo com o n.º 4 do artigo 73.º do Regulamento Tarifário, nos termos aprovados pelo despacho n.º 17 744-A/2007 (2ª série), de 10 de Agosto.

Artigo 74.º

Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral

1 - Os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, no ano *t*, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{Pol,t}^{T} = \tilde{R}AA_{Pol,t} + \tilde{R}AM_{Pol,t} - \Delta\tilde{R}A_{Pol,t-1}^{T} + \tilde{R}_{CVEE,t}^{AC} + \tilde{T}er_{Pol,t} + \tilde{R}EG_{GS,t} + AdC_{Pol,t} + \tilde{C}GPPDA_{Pol,t} + \tilde{O}C_{Pol,t} + \tilde{E}C_{Pol,t} + \tilde{C}H_{Pol,t-1} - \Delta R_{Pol,t-2}^{T} \quad (10)$$

em que:

$\tilde{R}_{Pol,t}^{T}$ Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos para o ano *t*

$\tilde{R}AA_{Pol,t}$ Custo com a convergência tarifária da RAA, previsto para o ano *t*

$\tilde{R}AM_{Pol,t}$ Custo com a convergência tarifária da RAM, previsto para o ano *t*

$\Delta\tilde{R}A_{Pol,t-1}^{T}$ Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte em Portugal continental do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, pago durante o ano *t-1*

$\tilde{R}_{CVEE,t}^{AC}$ Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos para o ano *t*, calculados de acordo com o Artigo 71.º

$\tilde{T}er_{Pol,t}$ Parcela associada aos terrenos afectos ao domínio público hídrico, prevista para o ano *t*

$\tilde{R}EG_{GS,t}$ Custos com a ERSE previstos para o ano *t*

$AdC_{Pol,t}$ Transferências para a Autoridade da Concorrência, no ano *t*

$\tilde{C}GPPDA_{Pol,t}$ Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental, fixados pela ERSE para o ano *t*, de acordo com a Secção VII do presente Capítulo

$\tilde{O}C_{Pol,t}$ Outros custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos para o ano *t*, nomeadamente, os custos com as sociedades OMIP, S.A. e OMI Clear, S.A.

$\tilde{E}C_{Pol,t}$ Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, previstos para o ano *t*, aprovados pela ERSE de acordo com a Secção X do presente Capítulo

$\tilde{C}H_{Pol,t-1}$ Diferencial de correcção de hidraulicidade estimado para o ano *t-1*

$\Delta R^{T}_{Pol,t-2}$ Ajustamento no ano *t*, dos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, tendo em conta os valores ocorridos em *t-2.*

2 - O custo com a convergência tarifária da RAA $\left(\tilde{R}AA_{Pol,t}\right)$ é dado pela expressão:

$$\tilde{R}AA_{Pol,t} = \tilde{S}A^{AGS}_{t} + \tilde{S}A^{D}_{t} + \tilde{S}A^{C}_{t} + RAA_{0607,Pol,t} \qquad (11)$$

em que:

$\tilde{S}A^{AGS}_{t}$ Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA, calculado de acordo com a expressão (70) do Artigo 91.º, previsto para o ano *t*

$\tilde{S}A^{D}_{t}$ Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA, calculado de acordo com a expressão (71) do Artigo 91.º, previsto para o ano *t*

$\tilde{S}A^{C}_{t}$ Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA, calculado de acordo a expressão (72) do Artigo 91.º, previsto para o ano *t*

$RAA_{0607,Pol,t}$ Custos com a convergência tarifária da RAA referentes aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano *t,* calculados de acordo com o Artigo 92.º.

3 - O custo com a convergência tarifária da RAM $\left(\tilde{R}AM_{Pol,t}\right)$ é dado pela expressão:

$$\tilde{R}AM_{Pol,t} = \tilde{S}M^{AGS}_{t} + \tilde{S}M^{D}_{t} + \tilde{S}M^{C}_{t} + RAM_{0607,Pol,t} \qquad (12)$$

em que:

$\tilde{S}M^{AGS}_{t}$ Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM, calculado de acordo com a expressão (86) do Artigo 98.º, previsto para o ano *t*

$\tilde{S}M^{D}_{t}$ Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM, calculado de acordo com a expressão (87) do Artigo 98.º, previsto para o ano *t*

$\tilde{S}M_t^C$ Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM, calculado de acordo com a expressão (88) do Artigo 98.º, previsto para o ano *t*

$RAM_{0607,Pol,t}$ Custos com a convergência tarifária da RAM referentes aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano *t,* calculados de acordo com o Artigo 99.º.

4 - O valor previsto do desvio $\left(\Delta\tilde{R}A_{Pol,t-1}^T\right)$ é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{R}A_{Pol,t-1}^T = \left[\left(\frac{\tilde{R}AA_{Pol,t-1} + \tilde{R}AM_{Pol,t-1}}{\tilde{R}_{Pol,t-1}^T}\right) \times \tilde{R}fW_{UGS\,2,t-1}^T - \tilde{R}AA_{Pol,t-1} - \tilde{R}AM_{Pol,t-1}\right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (13)$$

em que:

$\tilde{R}AA_{Pol,t-1}$ Custo com a convergência tarifária da RAA, previsto no ano *t-2* para as tarifas de *t-1* e que foi pago pelo operador da rede de transporte em Portugal continental durante o ano *t-1*

$\tilde{R}AM_{Pol,t-1}$ Custo com a convergência tarifária da RAM, previsto no ano *t-2* para as tarifas de *t-1* e que foi pago pelo operador da rede de transporte em Portugal continental durante o ano *t-1*

$\tilde{R}_{Pol,t-1}^T$ Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos no ano *t-2*, para as tarifas de *t-1*

$\tilde{R}fW_{UGS\,2,t-1}^T$ Valor previsto dos proveitos facturados por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano *t-1*

i_{t-1}^E Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

5 - A parcela associada aos terrenos $\left(\tilde{T}er_{Pol,t}\right)$ é dada pela expressão:

$$\tilde{T}er_{Pol,t} = \tilde{T}er_{Pol\,DPH,t} + \tilde{T}er_{Pol\,ZPH,t} \quad (14)$$

em que:

$\tilde{T}er_{Pol\,DPH,t}$ Parcela associada aos terrenos afectos ao domínio público hídrico, prevista para o ano *t*

$\tilde{T}er_{Pol\,ZPH,t}$ Amortizações dos terrenos afectos à zona de protecção hídrica, previstas para o ano *t*

a) A parcela associada aos terrenos afectos ao domínio público hídrico $\left(\tilde{T}er_{Pol\,DPH,t}\right)$ é dada pela expressão:

$$\tilde{T}er_{Pol\,DPH,t} = \tilde{A}m^{Ter}_{PolDPH,t} + \tilde{A}ct^{Ter}_{PolDPH,t} \times \frac{r^{Ter}_{Pol,t}}{100} \qquad (15)$$

em que:

$\tilde{A}m^{Ter}_{PolDPH,t}$ Amortizações dos terrenos afectos ao domínio público hídrico, previstas para o ano *t*

$\tilde{A}ct^{Ter}_{PolDPH,t}$ Valor médio dos terrenos afectos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano *t*, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r^{Ter}_{Pol,t}$ Taxa de variação média dos últimos 12 meses do Índice de Preços no Consumidor, publicada pelo INE, relativamente ao mês de Setembro do ano *t-1*, em percentagem.

b) A taxa de remuneração a utilizar no recalculo destes valores, com base em valores ocorridos, corresponde à taxa de variação média dos últimos 12 meses do Índice de Preços no Consumidor, publicada pelo INE, relativamente ao mês de Setembro do ano *t-3*, em percentagem.

6 - Os custos com a ERSE afectos ao sector eléctrico não incluem transferências para a Autoridade da Concorrência.

7 - O ajustamento $\left(\Delta R^{T}_{Pol,t-2}\right)$ previsto na expressão (10) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R^{T}_{Pol,t-2} = \left[\left(RfW^{T}_{UGS2,t-2} - R^{T}_{Pol,t-2}\right) \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-2} + \delta_{t-2}}{100}\right) - \Delta RA^{T}_{Pol,prov}\right] \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-1} + \delta_{t-1}}{100}\right) \qquad (16)$$

em que:

$RfW^{T}_{UGS2,t-2}$ Valor facturado, no ano *t-2,* por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema

$R^{T}_{Pol,t-2}$ Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, calculados em *t-1* de acordo com a expressão (10), com base nos valores verificados em *t-2*

i^{E}_{t-2} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano *t-2*

δ_{t-2}	*Spread* no ano *t-2,* em pontos percentuais
$\Delta RA^{T}_{Pol,prov}$	Valor do ajustamento provisório calculado no ano *t-2* de acordo com o n.º 4 incluído nos proveitos permitidos do ano em curso como sendo o valor $\left(\Delta\tilde{R}A^{T}_{Pol,t-1}\right)$
i^{E}_{t-1}	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*
δ_{t-1}	*Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

Artigo 75.º

Facturação mensal dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual

Os encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a facturar pelo operador da rede de transporte, relativos aos CMEC são calculados de acordo com o Artigo 117.º.

Artigo 76.º

Custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência

1 - Os custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência, no ano *t*, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{T}_{GP,t} = \widetilde{M}GP_{GP,t} - \Delta R^{T}_{GP,t-2} \qquad (17)$$

em que:

$\tilde{R}^{T}_{GP,t}$	Custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência, previstos para o ano *t*
$\widetilde{M}GP_{GP,t}$	Custo com os pagamentos de garantia de potência aos centros electroprodutores, previsto para o ano *t*
$\Delta R^{T}_{GP,t-2}$	Ajustamento no ano *t*, dos custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência, tendo em conta os valores ocorridos em *t-2.*

2 - O ajustamento $\left(\Delta R^{T}_{GP,t-2}\right)$ previsto no número anterior é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R^{T}_{GP,t-2} = \left(Rf^{T}_{UGS3,t-2} - R^{T}_{GP,t-2}\right) \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-2} + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-1} + \delta_{t-1}}{100}\right) \qquad (18)$$

em que:

$Rf^{T}_{UGS3,t-2}$ Valor facturado, no ano *t-2,* por aplicação dos preços de energia da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema

$R^{T}_{GP,t-2}$ Custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência, calculados em *t-1* de acordo com o número anterior, com base nos valores verificados em *t-2*

i^{E}_{t-2} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano *t-2*

δ_{t-2} *Spread* no ano *t-2,* em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

Este ajustamento não se aplica nos dois primeiros anos de implementação do Regulamento Tarifário.

Artigo 77.º

Proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica

1 - Os proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, no ano *t*, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{T}_{URT,t} = \tilde{C}E_{URT,t} + \tilde{C}C_{URT,t} + Ime_{URT,t} + \tilde{T}SO_{URT,t} + \tilde{A}mb_{URT,t} + Z_{URT,t-1} \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-1} + \delta_{t-1}}{100}\right) - \Delta R^{T}_{URT,t-2} \qquad (19)$$

em que:

$\tilde{R}^{T}_{URT,t}$ Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, previstos para o ano *t*

$\tilde{C}E_{URT,t}$ Custos de exploração afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, previstos para o ano *t*

$\tilde{C}C_{URT,t}$ Custos com capital afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, previstos para o ano *t*

$Ime_{URT,t}$ Incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil, no ano *t*

$\tilde{T}SO_{URT,t}$	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte, previsto para o ano *t*
$\tilde{A}mb_{URT,t}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano *t*, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano da Promoção do Desempenho Ambiental", previstos para o ano *t,* conforme estabelecido na Secção VII do presente Capítulo
$Z_{URT,t-1}$	Custos ocorridos no ano *t-1,* não previstos para o período de regulação, designadamente, custos com auditorias da iniciativa do regulador
i_{t-1}^{E}	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*
δ_{t-1}	*Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais
$\Delta R_{URT,t-2}^{T}$	Ajustamento no ano *t*, dos proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, tendo em conta os valores ocorridos em *t-2.*

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 - Os custos de exploração $\left(\tilde{C}E_{URT,t}\right)$ são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\check{C}E_{URT,t} = \begin{cases} CE_{URT,1} + CIr_{URT,1} \times \Delta\tilde{k}m_{URT,t} + CIs_{URT,1} \times \Delta\tilde{p}_{URT,t} & para\ t = 1 \\ \tilde{C}E_{URT,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{URT,t}}{100}\right) + & \\ +\left(CIr_{URT,t-1} \times \Delta\tilde{k}m_{URT,t} + CIs_{URT,t-1} \times \Delta\tilde{p}_{URT,t}\right) \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{I,URT,t}}{100}\right) & para\ t > 1 \end{cases} \quad (20)$$

Em que:

$CE_{URT,1}$	Componente de custos de exploração aceite para o primeiro ano do período de regulação
$CIr_{URT,1}$	Custo incremental associado à extensão de rede, aceite para o primeiro ano do período de regulação
$\Delta\tilde{k}m_{URT,t}$	Variação da extensão de rede, em quilómetros prevista para o ano *t*
$CIs_{URT,1}$	Custo incremental associado aos painéis de subestações, aceite para o primeiro ano do período de regulação

$\Delta\tilde{p}_{URT,t}$ Variação do número de painéis de subestações, prevista para o ano *t*

$IPIB_{t-1}$ Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE

$X_{URT,t}$ Factor de eficiência a aplicar aos custos de exploração, no ano *t*

$X_{I,URT,t}$ Factor de eficiência a aplicar aos custos incrementais associados à extensão da rede de transporte e aos painéis de subestações, no ano *t.*

3 - Os custos com capital ($\tilde{C}C_{URT,t}$) são determinados a partir da seguinte expressão:

$$\tilde{C}C_{URT,t} = \tilde{C}C_{CA,URT,t} + \tilde{C}C_{CREF,URT,t}$$

$$\tilde{C}C_{CA,URT,t} = \tilde{A}m_{CA,URT,t} + \tilde{A}ct_{CA,URT,t} \times \frac{r_{CA,URT,t}}{100} \qquad (21)$$

$$\tilde{C}C_{CREF,URT,t} = \tilde{A}m_{CREF,URT,t} + \tilde{A}ct_{CREF,URT,t} \times \frac{r_{CREF,URT,t}}{100}$$

Em que:

$\tilde{C}C_{CA,URT,t}$ Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais, afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica previsto para o ano *t*

$\tilde{C}C_{CREF,URT,t}$ Custo com capital referente a activos corpóreos, calculados com base em custos de referência, afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica previsto para o ano *t*

$\tilde{A}m_{CA,URT,t}$ Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais, afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, previstas para o ano *t*

$\tilde{A}ct_{CA,URT,t}$ Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais, afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, previsto para o ano *t*, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_{CA,URT,t}$ Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais, afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, em percentagem

$\tilde{A}m_{CREF,URT,t}$ Amortizações dos activos corpóreos, calculados com base em custos de referência, afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, previstas para o ano *t*

$\tilde{A}ct_{CREF,URT,t}$ — Valor médio dos activos corpóreos calculados com base em custos de referência, afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, previsto para o ano *t*, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_{CREF,URT,t}$ — Taxa de remuneração dos activos corpóreos calculados com base em custos de referência, afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, em percentagem.

a) A parcela $\left(\tilde{C}C_{CREF,URT,t}\right)$ só terá aplicação quando forem definidos pela ERSE os custos de referência a utilizar para cálculo dos custos aceites com novos investimentos.

b) Os custos de referência referidos na alínea anterior são custos eficientes a determinar na sequência de uma avaliação conjunta dos investimentos efectuados pelo operador da rede de transporte em confronto com as melhores práticas de outros operadores congéneres europeus, a publicar em norma complementar a este regulamento pela ERSE.

4 - O incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil $\left(Ime_{URT,t}\right)$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$Ime_{URT,t} = \alpha_t \times \sum_i \left[\frac{CI_i}{VU_i} \times \left(1 + 0{,}5 \times \frac{r_{Ime,URT,t}}{100}\right)\right] \qquad (22)$$

Em que:

α_t — Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil, no ano *t*

CI_i — Custo de investimento aceite para efeitos de regulação do equipamento *i*

VU_i — Número de anos de vida útil do equipamento *i*

$r_{Ime,URT,t}$ — Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração, fixada para o período de regulação, em percentagem.

5 - O ajustamento $\left(\Delta R^{T}_{URT,t-2}\right)$ previsto na expressão (19) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R^{T}_{URT,t-2} = \left(Rf^{T}_{URT,t-2} - R^{T}_{URT,t-2} + GCI_{URT,t-2}\right) \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-2} + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-1} + \delta_{t-1}}{100}\right) - Idr_{URT,t-2} \qquad (23)$$

em que:

$Rf^{T}_{URT,t-2}$ Proveitos facturados da actividade de Transporte de Energia Eléctrica por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano *t-2*

$R^{T}_{URT,t-2}$ Proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica calculados em *t-1*, de acordo com a expressão (19), com base nos valores verificados em *t-2*

$GCI_{URT,t-2}$ Proveito proveniente do Mecanismo da Gestão Conjunta da Interligação Portugal - Espanha, no ano *t-2*

i^{E}_{t-2} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano *t-2*

δ_{t-2} *Spread* no ano *t-2,* em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais

$Idr_{URT,t-2}$ Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a *t-2*, de acordo com a Secção XIII do presente Capítulo.

Nos dois primeiros anos de implementação deste Regulamento, este ajustamento é calculado de acordo com o n.º 4 do artigo 77.º do Regulamento Tarifário, nos termos aprovados pelo Despacho n.º 17 744-A/2007, de 10 de Agosto.

6 - O proveito $\left(GCI_{URT,t-2}\right)$ corresponde ao saldo remanescente da aplicação das receitas associadas ao Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal – Espanha nas seguintes rubricas, previstas no Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações:

a) Compensação económica aos agentes de mercado detentores dos direitos físicos da capacidade libertada para o mercado diário.

b) Compensação económica ao sistema eléctrico importador pela energia não exportada em consequência da redução da capacidade de interligação.

c) Cobertura de custos associados a acções coordenadas de balanço e acções de redespacho.

d) Investimentos na rede de transporte destinados a manter ou reforçar a capacidade de interligação.

Secção III

Proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental

Artigo 78.º

Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

Os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, no ano *t*, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{CVAT,t} = \tilde{R}^{D}_{UGS,t} + \tilde{R}^{D}_{URT,t} \quad (24)$$

em que:

$\tilde{R}^{D}_{CVAT,t}$ Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, previstos para o ano *t*

$\tilde{R}^{D}_{UGS,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, previstos para o ano *t*, calculados de acordo com a expressão (25) do Artigo 79.º

$\tilde{R}^{D}_{URT,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes, previstos para o ano *t,* calculados de acordo com a expressão (35) do Artigo 81.º.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

Artigo 79.º

Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

1 - Os proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes são obtidos por soma dos proveitos a recuperar nas três parcelas da tarifa, segundo a expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{UGS,t} = \tilde{R}^{D}_{UGS1,t} + \tilde{R}^{D}_{UGS2,t} + \tilde{R}^{D}_{UGS3,t} \quad (25)$$

em que:

$\tilde{R}^{D}_{UGS,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, previstos para o ano *t*

$\widetilde{R}^{D}_{UGS1,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano *t*

$\widetilde{R}^{D}_{UGS2,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano *t*

$\widetilde{R}^{D}_{UGS3,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano *t.*

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\widetilde{R}^{D}_{UGS1,t} = \widetilde{R}^{T}_{GS,t} - \Delta^{D}_{UGS1,t-2} \qquad (26)$$

em que:

$\widetilde{R}^{T}_{GS,t}$ Custos do operador da rede de transporte em Portugal continental para o ano *t*, decorrentes da gestão do sistema, calculados de acordo com a expressão (7) do Artigo 73.º

$\Delta^{D}_{UGS1,t-2}$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano *t-2,* por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes.

3 - O ajustamento $\left(\Delta^{D}_{UGS1,t-2}\right)$ é dado pela expressão:

$$\Delta^{D}_{UGS1,t-2} = \left[Rf^{D}_{UGS1,t-2} - \left(Rf^{T}_{UGS1,t-2} - \Delta^{D}_{UGS1,t-4}\right)\right] \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-2} + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-1} + \delta_{t-1}}{100}\right) \qquad (27)$$

em que:

$Rf^{D}_{UGS1,t-2}$ Proveitos obtidos pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano *t-2,* por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$Rf^{T}_{UGS1,t-2}$ Proveitos facturados pelo operador da rede de transporte em Portugal continental no ano *t-2,* por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema deste operador

$\Delta^{D}_{UGS1,t-4}$	Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano *t-4,* por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes
i^{E}_{t-2}	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano *t-2*
δ_{t-2}	*Spread* no ano *t-2,* em pontos percentuais
i^{E}_{t-1}	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*
δ_{t-1}	*Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

4 - Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{UGS2,t} = \tilde{R}W^{D}_{UGS2,t} + \tilde{R}P^{D}_{UGS2,t} \qquad (28)$$

em que:

$\tilde{R}W^{D}_{UGS2,t}$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano *t*
$\tilde{R}P^{D}_{UGS2,t}$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano *t* definidos de acordo com o Artigo 80.º.

5 - Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}W^{D}_{UGS2,t} = \tilde{R}^{T}_{Pol,t} + \tilde{S}PRE^{FER}_{CVEE,t} + \tilde{S}PRE^{FENR}_{CVEE,t} + \tilde{S}soc^{C}_{Pol,t} - \widetilde{C}H_{Pol,t-1} \times \alpha_{Pol,t} + DT^{D}_{06\,Pol,t} + DT^{D}_{07\,Pol,t} - \Delta W^{D}_{UGS2,t-2} \qquad (29)$$

em que:

$\tilde{R}^{T}_{Pol,t}$	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos para o ano *t*, calculados de acordo com a expressão (10) do Artigo 74.º

$\tilde{S}PRE_{CVEE,t}^{FER}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, a ser transferido para o comercializador de último recurso, previsto para o ano *t,* calculados de acordo com o Artigo 83.º

$\tilde{S}PRE_{CVEE,t}^{FENR}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, a ser transferido para o comercializador de último recurso, previsto para o ano *t,* calculados de acordo com o Artigo 83.º

$\tilde{S}soc_{Pol,t}^{C}$ Custos com a aplicação da tarifa social, previstos para o ano *t*

$\tilde{C}H_{Pol,t-1}$ Diferencial de correcção de hidraulicidade estimado para o ano *t-1*

$\alpha_{Pol,t}$ Parâmetro que minimiza as alterações à estrutura tarifária da tarifa de Uso Global do Sistema decorrentes do mecanismo de revisibilidade dos CMEC, a fixar anualmente

$DT_{06\,Pol,t}^{D}$ Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, a recuperar pelo operador da rede de distribuição no ano *t*

$DT_{07\,Pol,t}^{D}$ Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, a recuperar pelo operador da rede de distribuição no ano *t*

$\Delta W_{UGS2,t-2}^{D}$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano *t-2,* por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes.

6 - Os montantes dos défices tarifários referentes a 2006 e 2007, acrescidos dos respectivos encargos financeiros calculados à taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de cada ano, acrescida de meio ponto percentual, $\left(DT_{06\,Pol,t}^{D}\text{ e }DT_{07\,Pol,t}^{D}\right)$, serão recuperados em 10 anuidades, separadamente para 2006 e 2007, com início em 2008, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro.

7 - Para cada ano *t* do período de recuperação, o valor da anuidade corresponde ao termo de uma renda de prestações constantes, de capital e encargos financeiros, calculada até final do referido período.

8 - Para cada ano *t* do período de recuperação, o valor da anuidade referida no número anterior, será recalculada com base na taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano em que ocorre a fixação das tarifas de energia eléctrica *(t-1)*, acrescida de meio ponto percentual.

9 - As anuidades referidas nos números anteriores serão recuperadas mensalmente através da tarifa de Uso Global do Sistema.

10 - O ajustamento $\left(\Delta W^{D}_{UGS2,t-2}\right)$ é dado pela expressão:

$$\Delta W^{D}_{UGS2,t-2} = \left[RfW^{D}_{UGS2,t-2} - \begin{pmatrix} RfW^{T}_{UGS2,t-2} + SPRE^{FER}_{CVEE,t-2} + SPRE^{FENR}_{CVEE,t-2} + \tilde{S}soc^{C}_{Pol,t-2} \\ -\tilde{C}H_{Pol,t-3} \times \alpha_{Pol,t-2} + DT^{D}_{06\,Pol,t-2} + DT^{D}_{07\,Pol,t-2} - \Delta W^{D}_{UGS2,t-4} \end{pmatrix}\right] \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-2} + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-1} + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (30)$$

em que:

$RfW^{D}_{UGS2,t-2}$ Proveitos obtidos pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano *t-2,* por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$RfW^{T}_{UGS2,t-2}$ Proveitos facturados pelo operador da rede de transporte em Portugal continental no ano *t-2,* por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema deste operador

$SPRE^{FER}_{CVEE,t-2}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, transferidos no ano *t-2* para o comercializador de último recurso

$SPRE^{FENR}_{CVEE,t-2}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, transferidos no ano *t-2* para o comercializador de último recurso

$\tilde{S}soc^{C}_{Pol,t-2}$ Diferencial de custos com a aplicação da tarifa social, facturados no ano *t-2* ao operador da rede de distribuição

$\tilde{C}H_{Pol,t-3}$ Diferencial de correcção de hidraulicidade estimado para o ano *t-3*

$\alpha_{Pol,t-2}$ Parâmetro que minimiza as alterações à estrutura tarifária da tarifa de Uso Global do Sistema decorrentes do mecanismo de revisibilidade dos CMEC

$DT^{D}_{06\,Pol,t-2}$ Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, recuperado pelo operador da rede de distribuição no ano *t-2*

$DT^{D}_{07\,Pol,t-2}$ Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, recuperado pelo operador da rede de distribuição no ano *t-2*

$\Delta W_{UGS2,t-4}^{D}$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano *t-4,* por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

i_{t-2}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano *t-2*

δ_{t-2} *Spread* no ano *t-2,* em pontos percentuais

i_{t-1}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

11 -Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{UGS3,t}^{D} = \tilde{R}_{GP,t}^{T} - \Delta_{UGS3,t-2}^{D} \quad (31)$$

em que:

$\tilde{R}_{GP,t}^{T}$ Custos do operador da rede de transporte em Portugal continental para o ano *t*, decorrentes do mecanismo de garantia de potência, calculados de acordo com o Artigo 76.º

$\Delta_{UGS3,t-2}^{D}$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano *t-2,* por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes.

12 -O ajustamento $\left(\Delta_{UGS3,t-2}^{D}\right)$ é dado pela expressão:

$$\Delta_{UGS3,t-2}^{D} = \left[Rf_{UGS3,t-2}^{D} - \left(Rf_{UGS3,t-2}^{T} - \Delta_{UGS3,t-4}^{D}\right)\right] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^{E} + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (32)$$

em que:

$Rf_{UGS3,t-2}^{D}$ Proveitos obtidos pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano *t-2,* por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$Rf_{UGS3,t-2}^{T}$ Proveitos facturados pelo operador da rede de transporte em Portugal continental no ano *t-2,* por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema deste operador

$\Delta^{D}_{UGS3,t-4}$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano *t-4,* por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

i^{E}_{t-2} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano *t-2*

δ_{t-2} *Spread* no ano *t-2,* em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

O ajustamento $\left(\Delta^{D}_{UGS3,t-2}\right)$ não se aplica nos dois primeiros anos de implementação deste Regulamento.

Artigo 80.º
Custos para a manutenção do equilíbrio contratual

1 - Os custos para a manutenção do equilíbrio contratual, no ano *t*, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}P^{D}_{UGS2,t} = P_{CMEC,t} + \tilde{P}A_{CMEC,t} + \tilde{C}H_{Pol,t-1} \times \alpha_{Pol,t} \quad (33)$$

$$P_{CMEC,t} = PF_{CMEC,t} + PA_{CMEC,t} - CP_{CMEC,t} \quad (34)$$

em que:

$\tilde{R}P^{D}_{UGS2,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano *t*

$P_{CMEC,t}$ Parcela dos CMEC calculada de acordo com o estipulado no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio, para o ano *t*

$\tilde{P}A_{CMEC,t}$ Componente de alisamento dos CMEC, para o ano *t*

$\tilde{C}H_{Pol,t-1}$ Diferencial de correcção de hidraulicidade estimado para o ano *t-1*

$\alpha_{Pol,t}$ Parâmetro que minimiza as alterações à estrutura tarifária da tarifa de Uso Global do Sistema decorrentes do mecanismo de revisibilidade dos CMEC a fixar anualmente

$PF_{CMEC,t}$ Parcela Fixa dos CMEC calculada de acordo com o estipulado nos artigos 2.º e 3.º do anexo I, do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio, para o ano *t*

$PA_{CMEC,t}$ Parcela de Acerto dos CMEC calculada de acordo com o estipulado no artigo 6.º do anexo I, do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio, para o ano *t*

$CP_{CMEC,t}$ Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte em Portugal continental, de acordo com o estipulado no n.º 6 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio, para o ano *t.*

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 - Sem prejuízo do referido no número seguinte, a componente de alisamento dos CMEC corresponde a aplicação a partir de Janeiro do ano *t* da estimativa dos custos com os CMEC não constantes da parcela de Acerto e da parcela Fixa referentes ao ano *t*.

3 - Aquando da revisão da tarifa de UGS, nos termos definido no artigo 11º, do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, o saldo positivo ou negativo dos montantes recebidos ou pagos pelo ORD por aplicação da componente de alisamento, $(\tilde{P}A_{CMEC,t})$, é devolvido nos restantes meses do ano, sendo para o efeito recalculada a componente de alisamento dos CMEC.

4 - A componente de alisamento dos CMEC não tem qualquer implicação no cálculo e cobrança da parcela de Acerto definida no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, não implicando qualquer fluxo financeiro entre os produtores de energia eléctrica e a entidade concessionária da RNT.

Artigo 81.º

Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes

1 - Os proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{URT,t} = \tilde{R}^{T}_{URT,t} - \Delta R^{D}_{URT,t-2} \qquad (35)$$

em que:

$\tilde{R}^{D}_{URT,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes, previstos para o ano *t*

$\tilde{R}^{T}_{URT,t}$ Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, previstos para o ano *t*, calculados de acordo com a expressão (19) do Artigo 77.º

$\Delta R^{D}_{URT,t-2}$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano *t-2,* por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 - O ajustamento $\left(\Delta R^{D}_{URT,t-2}\right)$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta^{D}_{URT,t-2} = \left[Rf^{D}_{URT,t-2} - \left(Rf^{T}_{URT,t-2} - \Delta^{D}_{URT,t-4}\right)\right] \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-2} + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-1} + \delta_{t-1}}{100}\right) \qquad (36)$$

em que:

$Rf^{D}_{URT,t-2}$ Proveitos obtidos pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, no ano *t-2* por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes

$Rf^{T}_{URT,t-2}$ Proveitos facturados pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano *t-2* por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.

$\Delta^{D}_{URT,t-4}$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano *t-4,* por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes

i_{t-2}^{E}	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano *t-2*
δ_{t-2}	*Spread* no ano *t-2,* em pontos percentuais
i_{t-1}^{E}	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*
δ_{t-1}	*Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

Artigo 82.º
Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

1 - Os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano *t*, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{URD,t}^{D} = \sum_{j=1}^{2}\left(F_{URD,j,t} + P_{URD,j,t} \times \tilde{E}_{URD,j,t} + \tilde{P}EF_{URD,j,t} + \tilde{R}C_{URD,j,t} + \tilde{A}mb_{URD,j,t} + Z_{URD,j,t-1} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) - \Delta R_{URD,j,t-2}^{D}\right) \quad (37)$$

em que:

$\tilde{R}_{URD,t}^{D}$	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, previstos para o ano *t*
j	Níveis de tensão *j=1,* para AT e MT e *j=2,* para BT
$F_{URD,j,t}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano *t*, por nível de tensão *j*
$P_{URD,j,t}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão *j,* no ano *t*, em Euros por kWh
$\tilde{E}_{URD,j,t}$	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão *j* a clientes e a redes de nível de tensão inferior, no ano *t*, em kWh
$\tilde{P}EF_{URD,j,t}$	Custos com os planos de reestruturação de efectivos afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, aceites pela ERSE, por nível de tensão *j,* previstos para o ano *t*
$\tilde{R}C_{URD,j,t}$	Custo com rendas de concessão a pagar aos municípios, no nível de tensão *j*, previstos para o ano *t*

$\tilde{A}mb_{URD,j,t}$ Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano *t*, aceites pela ERSE, de acordo com o “Plano da Promoção do Desempenho Ambiental”, previstos para o ano *t,* conforme estabelecido na Secção VII do presente Capítulo

$Z_{URD,j,t-1}$ Custos ocorridos no ano *t-1*, imputados ao nível de tensão *j*, não previstos para o período de regulação, designadamente, custos com auditorias da iniciativa do regulador

i_{t-1}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais

$\Delta R_{URD,j,t-2}^{D}$ Ajustamento no ano *t*, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão *j*, no ano *t-2*.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - A componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é fixada para o primeiro ano do período de regulação $\left(F_{URD,j,1}\right)$ e evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$F_{URD,j,t} = \begin{cases} F_{URD,j,1} \\ F_{URD,j,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{URD,F,j,t}}{100}\right) \quad para\ t > 1 \end{cases} \qquad (38)$$

em que:

$F_{URD,j,1}$ Componente fixa dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição no primeiro ano do período de regulação, por nível de tensão *j*

$F_{URD,j,t-1}$ Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano *t-1*, por nível de tensão *j*

$IPIB_{t-1}$ Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2.º trimestre do ano *t-1),* publicada pelo INE

$X_{URD,F,j,t}$ Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão *j*, no ano *t,* em percentagem.

3 - A componente variável unitária dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição é fixada para o primeiro ano do período de regulação $(P_{URD,j,1})$ e evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$P_{URD,j,t} = \begin{cases} P_{URD,j,1} \\ P_{URD,j,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{URD,P,j,t}}{100}\right) \quad para\ t > 1 \end{cases} \qquad (39)$$

em que:

$P_{URD,j,1}$ Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão *j*, no primeiro ano do período de regulação, em Euros por kWh

$P_{URD,j,t-1}$ Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão *j*, no ano *t-1*, em Euros por kWh

$IPIB_{t-1}$ Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2.º trimestre do ano *t-1),* publicada pelo INE

$X_{URD,P,j,t}$ Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão *j*, no ano *t,* em percentagem.

4 - Os custos previstos com planos de reestruturação de efectivos $(\tilde{P}EF_{URD,j,t})$ são aceites pela ERSE, no início de cada período de regulação, sendo ajustados ao fim de dois anos com base nos relatórios de execução a enviar pelo operador da rede de distribuição de acordo com o Artigo 138.º.

5 - Os custos com as rendas de concessão a pagar aos municípios só se aplica à Baixa Tensão.

6 - O ajustamento $(\Delta R^{D}_{URD,j,t-2})$ é dado pela seguinte expressão:

$$\Delta R^{D}_{URD,j,t-2} = \left[Rf_{URD,j,t-2} - \left(R_{URD,j,t-2} + PP_{URD,j,t-2} + RQS_{URD,j,t-2}\right)\right] \times \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-2} + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-1} + \delta_{t-1}}{100}\right) \qquad (40)$$

em que:

$Rf_{URD,j,t-2}$ Proveitos facturados por nível de tensão resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes, no ano *t-2*

$R_{URD,j,t-2}$ — Proveitos permitidos por nível de tensão para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano *t-2*, calculados em *t-1*, de acordo com a expressão (37), com base nos valores verificados em *t-2.*

$PP_{URD,j,t-2}$ — Incentivo à redução das perdas por nível de tensão na rede de distribuição, no ano *t-2*, calculado de acordo com o estabelecido na Secção VIII do presente Capítulo

$RQS_{URD,j,t-2}$ — Incentivo à melhoria da qualidade de serviço a aplicar em MT, no ano *t-2*, calculado de acordo com o estabelecido na Secção IX do presente Capítulo

i_{t-2}^{E} — Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano *t-2*

δ_{t-2} — *Spread* no ano *t-2,* em pontos percentuais

i_{t-1}^{E} — Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} — *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

Nos dois primeiros anos de implementação deste Regulamento, este ajustamento é calculado de acordo com o n.º 4 do Artigo 81.º e com o n.º 4 do Artigo 82.º do Regulamento Tarifário, nos termos aprovados pelo Despacho n.º 17 744-A/2007, de 10 de Agosto.

Secção IV
Proveitos do comercializador de último recurso

Artigo 83.º
Proveitos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso

1 - Os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, no ano *t*, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{CVEE,t}^{CR} = \tilde{S}PRE_{CVEE,t}^{FER} + \tilde{S}PRE_{CVEE,t}^{FENR} + \tilde{R}_{E,t}^{CR} \qquad (41)$$

em que:

$\tilde{R}_{CVEE,t}^{CR}$ — Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos para o ano *t*

$\tilde{S}PRE_{CVEE,t}^{FER}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, previsto para o ano *t*

$\tilde{S}PRE_{CVEE,t}^{FENR}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, previsto para o ano *t*

$\tilde{R}_{E,t}^{CR}$ Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica previstos para o no ano *t*, calculados de acordo com o Artigo 84.º.

2 - O diferencial de custo $\left(\tilde{S}PRE_{CVEE,t}^{FER}\right)$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{S}PRE_{CVEE,t}^{FER} = \tilde{P}RE_{CVEE,t}^{FER} - \widetilde{W}_{CVEE,t}^{FER} \times \tilde{P}m_t^{MO} - \Delta\tilde{S}PRE_{CVEE,t-1}^{FER} - \Delta SPRE_{CVEE,t-2}^{FER} \quad (42)$$

em que:

$\tilde{P}RE_{CVEE,t}^{FER}$ Custos com aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, incluindo as energias de desvio, enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, previstos para o ano *t*

$\widetilde{W}_{CVEE,t}^{FER}$ Quantidade de energia eléctrica prevista adquirir aos produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, no ano *t*

$\tilde{P}m_t^{MO}$ Preço médio com a aquisição de energia eléctrica, no mercado organizado, incluindo as energias de desvio, para abastecimento dos clientes do comercializador de último recurso, previsto para o ano *t*

$\Delta\tilde{S}PRE_{CVEE,t-1}^{FER}$ Valor estimado para o ajustamento do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, no ano *t-1* a incorporar no ano *t*

$\Delta SPRE_{CVEE,t-2}^{FER}$ Ajustamento do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, recalculado com base em valores reais.

a) O ajustamento $\left(\Delta\tilde{S}PRE_{CVEE,t-1}^{FER}\right)$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{S}PRE_{CVEE,t-1}^{FER} = \left(RrSPRE_{CVEE,t-1}^{FER} - \tilde{S}PRE_{CVEE,t-1}^{FER}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (43)$$

Em que:

$RrSPRE_{CVEE,t-1}^{FER}$ Diferencial de custos com aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, a recuperar no ano *t-1*

$\tilde{S}PRE_{CVEE,t-1}^{FER}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, previsto para o ano *t-1*, determinado com base nos valores previstos para o ano em curso, calculados pela expressão (43)

i_{t-1}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

b) O ajustamento $\left(\Delta SPRE_{CVEE,t-2}^{FER}\right)$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta SPRE_{CVEE,t-2}^{FER} = \left[\left(RrSPRE_{CVEE,t-2}^{FER} - SPRE_{CVEE,t-2}^{FER}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^{E} + \delta_{t-2}}{100}\right) - SPRE_{CVEE,prov}^{FER}\right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (44)$$

Em que:

$RrSPRE_{CVEE,t-2}^{FER}$ Diferencial de custos com aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrados os termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, recuperado no ano *t-2*

$SPRE_{CVEE,t-2}^{FER}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, no ano *t-2,* determinado com base nos valores reais, calculados pela expressão (43)

i_{t-2}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano *t-2*

δ_{t-2} *Spread* no ano *t-2,* em pontos percentuais

$SPRE_{CVEE,prov}^{FER}$ Valor do ajustamento provisório calculado no ano *t-2* de acordo com a alínea a) incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor $\left(\Delta\tilde{S}PRE_{CVEE,t-1}^{FER}\right)$

i_{t-1}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

3 - O diferencial de custo $\left(\tilde{S}PRE_{CVEE,t}^{FENR}\right)$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{S}PRE_{CVEE,t}^{FENR} = \tilde{P}RE_{CVEE,t}^{FENR} - \widetilde{W}_{CVEE,t}^{FENR} \times \tilde{P}m_t^{MO} - \Delta\tilde{S}PRE_{CVEE,t-1}^{FENR} - \Delta SPRE_{CVEE,t-2}^{FENR} \quad (45)$$

em que:

$\tilde{P}RE_{CVEE,t}^{FENR}$ Custos com aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, previstos para o ano *t*

$\widetilde{W}_{CVEE,t}^{FENR}$ Quantidade de energia eléctrica prevista adquirir aos produtores em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, no ano *t*

$\tilde{P}m_t^{MO}$ Preço médio com a aquisição de energia eléctrica, no mercado organizado, para abastecimento dos clientes do comercializador de último recurso, previsto para o ano *t*

$\Delta\tilde{S}PRE_{CVEE,t-1}^{FENR}$ Valor estimado para o ajustamento do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, no ano *t-1* a incorporar no ano *t*

$\Delta SPRE_{CVEE,t-2}^{FENR}$ Ajustamento do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, recalculado com base em valores reais.

a) O ajustamento $\left(\Delta\tilde{S}PRE_{CVEE,t-1}^{FENR}\right)$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{S}PRE_{CVEE,t-1}^{FENR} = \left(RrSPRE_{CVEE,t-1}^{FENR} - \tilde{S}PRE_{CVEE,t-1}^{FENR}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (46)$$

Em que:

$RrSPRE_{CVEE,t-1}^{FENR}$ Diferencial de custos com aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, a recuperar no ano *t-1*

$\tilde{S}PRE_{CVEE,t-1}^{FENR}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, previsto para o ano *t-1*, determinado com base nos valores previstos para o ano em curso, calculados pela expressão (45)

i_{t-1}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

b) O ajustamento $\left(\Delta SPRE_{CVEE,t-2}^{FENR}\right)$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta SPRE_{CVEE,t-2}^{FENR} = \left[\left(RrSPRE_{CVEE,t-2}^{FENR} - SPRE_{CVEE,t-2}^{FENR}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^{E} + \delta_{t-2}}{100}\right) - SPRE_{CVEE,prov}^{FENR}\right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (47)$$

Em que:

$RrSPRE_{CVEE,t-2}^{FENR}$ Diferencial de custos com aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, recuperado no ano *t-2*

$SPRE_{CVEE,t-2}^{FENR}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, no ano *t-2,* determinado com base nos valores reais, calculados pela expressão (45)

i_{t-2}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano *t-2*

δ_{t-2} *Spread* no ano *t-2,* em pontos percentuais

$SPRE_{CVEE,prov}^{FENR}$ Valor do ajustamento provisório calculado no ano *t-2* de acordo com a alínea a) incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor $\left(\Delta\tilde{S}PRE_{CVEE,t-1}^{FENR}\right)$

i_{t-1}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

Artigo 84.º

Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso

1 - Os custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso, no ano *t*, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{CR}_{E,t} = \tilde{C}EE^{CR}_{CVEE,t} + \tilde{C}f^{CR}_{CVEE,t} - \Delta\tilde{R}^{CR}_{E,t-1} - \Delta R^{CR}_{E,t-2} - \Delta TVCF^{CR}_{E,t} \quad (48)$$

em que:

$\tilde{R}^{CR}_{E,t}$	Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso, previstos para o ano *t*
$\tilde{C}EE^{CR}_{CVEE,t}$	Custos permitidos com aquisição de energia eléctrica, para fornecimento dos clientes, previstos para o ano *t*
$\tilde{C}f^{CR}_{CVEE,t}$	Custos de funcionamento afectos à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica e aceites pela ERSE, previstos para o ano *t*
$\Delta\tilde{R}^{CR}_{E,t-1}$	Valor previsto para o ajustamento dos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, no ano *t-1* a incorporar no ano *t*
$\Delta R^{CR}_{E,t-2}$	Ajustamento no ano *t* dos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, relativo ao ano *t-2*
$\Delta TVCF^{CR}_{E,t}$	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas a incorporar nos proveitos do ano *t*.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 - Os custos $(\tilde{C}EE^{CR}_{CVEE,t})$ previstos na expressão (48) são dados por:

$$\tilde{C}EE^{CR}_{CVEE,t} = \tilde{C}B^{CR}_{CVEE,t} + \widetilde{M}O^{CR}_{CVEE,t} + \tilde{L}L^{CR}_{CVEE,t} + \tilde{O}C^{CR}_{CVEE,t} + \left(\widetilde{W}^{PRE,FER}_{CVEE,t} + \widetilde{W}^{PRE,FENR}_{CVEE,t}\right) \times \tilde{P}m^{MO}_{t} \quad (49)$$

em que:

$\tilde{C}B^{CR}_{CVEE,t}$	Custo com a aquisição de energia eléctrica através de contratos bilaterais do comercializador de último recurso, aceite pela ERSE, previsto para o ano *t*
$\widetilde{M}O^{CR}_{CVEE,t}$	Custo com a aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados pelo comercializador de último recurso, previsto para o ano *t*
$\tilde{L}L^{CR}_{CVEE,t}$	Custo com a aquisição de energia eléctrica através de leilões pelo comercializador de último recurso, previsto para o ano *t*
$\tilde{O}C^{CR}_{CVEE,t}$	Outros custos, nomeadamente custos com interligações imputáveis aos clientes do CUR, custos de regulação imputados pelo acerto de contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária, previstos para o ano *t*

$\widetilde{W}_{CVEE,t}^{PRE,FER}$ Quantidade de energia eléctrica prevista adquirir aos produtores em regime especial produzida a partir de fontes de energia renováveis, no ano *t*

$\widetilde{W}_{CVEE,t}^{PRE,FENR}$ Quantidade de energia eléctrica prevista adquirir aos produtores em regime especial produzida a partir de fontes de energia não renováveis, no ano *t*

$\widetilde{P}m_{t}^{MO}$ Preço médio com a aquisição de energia eléctrica no mercado organizado para abastecimento dos clientes do comercializador de último recurso, previsto para o ano *t.*

3 - Os custos $\left(\tilde{C}f_{CVEE,t}^{CR}\right)$ previstos na expressão (48) são dados por:

$$\tilde{C}f_{CVEE,t}^{CR} = \tilde{C}_{CVEE,t} + \tilde{A}m_{CVEE,t} + \tilde{A}ct_{CVEE,t} \times \frac{r_{CVEE,t}^{CR}}{100} \qquad (50)$$

em que:

$\widetilde{C}_{CVEE,t}$ Custos de exploração afectos à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica aceites pela ERSE, previstos para o ano *t*

$\widetilde{A}m_{CVEE,t}$ Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica aceites pela ERSE, previstas para o ano *t*

$\widetilde{A}ct_{CVEE,t}$ Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano *t*, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano

$r_{CVEE,t}^{CR}$ Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, em percentagem.

4 - O ajustamento $\left(\Delta\tilde{R}_{E,t-1}^{CR}\right)$ é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{R}_{E,t-1}^{CR} = \left(\tilde{R}r_{E,t-1}^{CR} - \tilde{R}_{E,t-1}^{CR}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) \qquad (51)$$

em que:

$\widetilde{R}r_{E,t-1}^{CR}$ Proveitos a recuperar da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, por aplicação da tarifa de Energia, no ano *t-1*

$\widetilde{R}_{E,t-1}^{CR}$ Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos no ano *t-1*, determinados com base nos valores previstos para o ano em curso, calculados pela expressão (48)

i_{t-1}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

5 - O ajustamento $\left(\Delta R_{E,t-2}^{CR}\right)$ previsto na expressão (48) é dado por:

$$\Delta R_{E,t-2}^{CR} = \left[\left(Rf_{E,t-2}^{CR} - R_{E,t-2}^{CR}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^{E} + \delta_{t-2}}{100}\right) - \Delta R_{E,prov}^{CR}\right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) \qquad (52)$$

em que:

$Rf_{E,t-2}^{CR}$ Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Energia, no ano *t-2*

$R_{E,t-2}^{CR}$ Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, determinados com base nos valores ocorridos em *t-2*, calculados pela expressão (48)

$\Delta R_{E,prov}^{CR}$ Valor do ajustamento provisório calculado no ano *t-2* de acordo com o n.º 4, incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor $\left(\Delta R_{E,t-1}^{CR}\right)$

i_{t-2}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano *t-2*

δ_{t-2} *Spread* no ano *t-2,* em pontos percentuais

i_{t-1}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

No primeiro ano de aplicação deste Regulamento, este ajustamento inclui a soma dos ajustamentos previstos nos n.os 4 e 5 do Artigo 72.º e dos n.os 2 a 5 do Artigo 79.º do Regulamento Tarifário, nos termos aprovados pelo Despacho n.º 9 499-A/2003 (2ª série), de 14 de Maio.

6 - O desvio $\left(\Delta TVCF_{E,t}^{CR}\right)$ é dado pela expressão:

$$\Delta TVCF_{E,t}^{CR} = \tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF} + \Delta_{t-2}^{TVCF} \qquad (53)$$

em que:

$\widetilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF}$ Valor previsto para o ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no ano *t-1* a incorporar nos proveitos do ano *t*, calculado de acordo com o Artigo 125.º

Δ_{t-2}^{TVCF} Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no ano *t-2* a incorporar nos proveitos do ano *t*, calculado de acordo com o Artigo 125.º.

Artigo 85.º
Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição

Os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, no ano *t*, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{CVATD,t}^{CR} = \tilde{R}_{UGS,t}^{CR} + \tilde{R}_{URT,t}^{CR} + \tilde{R}_{URD,t}^{CR} \qquad (54)$$

em que:

$\widetilde{R}_{CVATD,t}^{CR}$ Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano *t*

$\widetilde{R}_{UGS,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso, no ano *t*

$\widetilde{R}_{URT,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de distribuição aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso, no ano *t*

$\widetilde{R}_{URD,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso, no ano *t.*

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

Artigo 86.º
Proveitos da actividade de Comercialização

1 - Os proveitos permitidos da actividade de Comercialização, no ano *t*, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{CR}_{C,t} = \sum_j \tilde{R}^{CR}_{C,j,t} = \sum_j \left(F_{C,j,t} + V_{C,j,t} \times \tilde{N}C_{C,j,t} + \tilde{P}EF_{C,j,t} + \frac{\delta_{C,t}}{365} \times \left(\tilde{R}^{CR}_{E,j,t} + \tilde{R}^{CR}_{CVATD,j,t} \right) \times \frac{r_{c,r}}{100} + Z_{C,j,t-1} \times \left(1 + \frac{i^E_{t-1} + \delta_{t-1}}{100} \right) - \Delta R^{CR}_{C,j,t-2} \right) \quad (55)$$

em que:

$\tilde{R}^{CR}_{C,t}$ Proveitos permitidos da actividade de Comercialização, previstos para o ano *t*

j Níveis de tensão ou tipo de fornecimento NT (MAT, AT e MT), BTE e BTN

$\tilde{R}^{CR}_{C,j,t}$ Proveitos permitidos, por nível de tensão ou tipo de fornecimento *j*, previstos para o ano *t*

$F_{C,j,t}$ Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, no ano *t*, por nível de tensão ou tipo de fornecimento *j*

$V_{C,j,t}$ Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *j*, no ano *t*, em Euros por consumidor

$\tilde{N}C_{C,j,t}$ Número de consumidores médio, previsto para o ano *t*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *j*

$\tilde{P}EF_{C,j,t}$ Custos com os planos de reestruturação de efectivos afectos à actividade de Comercialização, aceites pela ERSE, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *j*, previstos para o ano *t*

$\delta_{C,t}$ Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos no ano *t*, em dias

$\tilde{R}^{CR}_{E,j,t}$ Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso, previstos para o ano *t*, calculados de acordo com o Artigo 84.º

$\tilde{R}^{CR}_{CVATD,j,t}$ Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano *t*, calculados de acordo com o Artigo 85.º

$r_{c,r}$ Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras resultante do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados às actividades do comercializador de último recurso, fixada para o período de regulação *r,* em percentagem

$Z_{C,j,t-1}$ Custos ocorridos no ano *t-1*, imputados ao nível de tensão *j*, não previstos para o período de regulação, designadamente, custos com auditorias da iniciativa do regulador

i_{t-1}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais

$\Delta R_{C,j,t-2}^{CR}$ Ajustamento no ano *t* dos proveitos da actividade de Comercialização, por nível de tensão ou tipo de fornecimento *j,* relativa ao ano *t-2.*

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - A componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização é fixada para o primeiro ano do período de regulação $\left(F_{C,j,1}\right)$ e evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$F_{C,j,t} = \begin{cases} F_{C,j,1} \\ F_{C,j,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{C,F,j,t}}{100}\right) \quad para\, t > 1 \end{cases} \qquad (56)$$

em que:

$F_{C,j,1}$ Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização no primeiro ano do período de regulação, por nível de tensão *j*

$F_{C,j,t-1}$ Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, no ano *t-1*, por nível de tensão ou tipo de fornecimento *j*

$IPIB_{t-1}$ Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2.º trimestre do ano *t-1),* publicada pelo INE

$X_{C,F,j,t}$ Factor de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, por nível de tensão ou tipo de fornecimento *j*, em percentagem.

3 - A componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização é fixada para o primeiro ano do período de regulação $(V_{C,j,1})$ e evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$V_{C,j,t} = \begin{cases} V_{C,j,1} \\ V_{C,j,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{C,v,j,t}}{100}\right) \quad para\ t > 1 \end{cases} \tag{57}$$

em que:

$V_{C,j,1}$ Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *j*, no primeiro ano do período de regulação, em Euros por consumidor

$V_{C,j,t-1}$ Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *j*, no ano *t-1*, em Euros por consumidor

$IPIB_{t-1}$ Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2.º trimestre do ano *t-1),* publicada pelo INE

$X_{C,v,j,t}$ Factor de eficiência associado à componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização, nível de tensão ou tipo de fornecimento *j*, em percentagem.

4 - Os custos previstos com planos de reestruturação de efectivos $(\tilde{P}EF_{C,j,t})$ são aceites pela ERSE, no início de cada período de regulação, sendo ajustados ao fim de dois anos com base nos relatórios de execução a enviar pelo comercializador de último recurso de acordo com o Artigo 141.º.

5 - O ajustamento $(\Delta R^{CR}_{C,j,t-2})$ é dado pela seguinte expressão:

$$\Delta R^{CR}_{C,j,t-2} = \left(Rf^{CR}_{C,j,t-2} - R^{CR}_{C,j,t-2}\right) \times \left(1 + \frac{i^E_{t-2} + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i^E_{t-1} + \delta_{t-1}}{100}\right) \tag{58}$$

em que:

$Rf^{CR}_{C,j,t-2}$ Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso, por nível de tensão ou fornecimento *j*, por aplicação da tarifa de Comercialização, no ano *t-2*

$R^{CR}_{C,j,t-2}$ Proveitos permitidos ao comercializador de último recurso no âmbito da actividade de Comercialização, por nível de tensão ou tipo de fornecimento *j,* calculados com base nos valores verificados em *t-2*

i_{t-2}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano *t-2*

δ_{t-2} *Spread* no ano *t-2,* em pontos percentuais

i_{t-1}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

Nos dois primeiros anos de implementação deste Regulamento, este ajustamento é calculado de acordo com o n.º 3 do artigo 86.º do Regulamento Tarifário, nos termos aprovados pelo Despacho n.º 17 744-A/2007, de 10 de Agosto.

Secção V
Proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAA

Artigo 87.º
Proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA

1 - Os proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano *t*, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{t}^{A^{AGS}} = \tilde{C}_{SPA,t}^{A^{AGS}} + \tilde{C}_{SIA,t}^{A^{AGS}} + \tilde{A}m_{t}^{A^{AGS}} + \tilde{A}ct_{t}^{A^{AGS}} \times \frac{r_{t}^{A^{AGS}}}{100} + \tilde{C}_{t}^{A^{AGS}} + \tilde{F}_{t}^{A^{AGS}} - \tilde{S}_{t}^{A^{AGS}} + \tilde{A}mb_{t}^{A^{AGS}} + SNA_{0607,t}^{AGS} - \Delta R_{t-2}^{A^{AGS}} \qquad (59)$$

em que:

$\tilde{R}_{t}^{A^{AGS}}$ Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano *t*

$\tilde{C}_{SPA,t}^{A^{AGS}}$ Custos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores do sistema público da RAA, previstos para o ano *t*

$\tilde{C}_{SIA,t}^{A^{AGS}}$ Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores não vinculados da RAA, previstos para o ano *t*

$\tilde{A}m_{t}^{A^{AGS}}$ Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para o ano *t*

$\tilde{A}ct_t^{A^{AGS}}$ Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano *t*, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_t^{A^{AGS}}$ Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, fixada para o período de regulação, no ano *t*, em percentagem

$\tilde{C}_t^{A^{AGS}}$ Custos de exploração afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema aceites pela ERSE, previstos para o ano *t*

$\tilde{F}_t^{A^{AGS}}$ Custos com o fuelóleo previsto consumir na produção de energia eléctrica, aceites pela ERSE, no ano *t*

$\tilde{S}_t^{A^{AGS}}$ Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAA, decorrentes da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano *t*

$\tilde{A}mb_t^{A^{AGS}}$ Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano *t*, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental", conforme estabelecido na Secção VII do presente Capítulo

$SNA_{0607,t}^{AGS}$ Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano *t*, calculado de acordo com o Artigo 92.º

$\Delta R_{t-2}^{A^{AGS}}$ Ajustamento no ano *t* dos proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, relativos ao ano *t-2*.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 - O preço limite para efeitos de cálculo do custo da parcela de aquisição de energia eléctrica a centros produtores não vinculados do sistema público da RAA incluído em $\left(\tilde{C}_{SIA,t}^{A^{AGS}}\right)$ é fixado anualmente.

3 - O activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuição da RAA.

4 - Os custos de exploração $\left(\tilde{C}_t^{A^{AGS}}\right)$ incluem nomeadamente, os custos relativos a combustíveis para a produção de energia eléctrica (com excepção dos custos com o fuelóleo), os fornecimentos e serviços externos, os materiais diversos e os custos com pessoal.

5 - Os custos do fuelóleo consumido na produção de energia eléctrica $\left(\tilde{F}_t^{A^{AGS}}\right)$ são determinados separadamente dos restantes custos de exploração, sendo aceites de acordo com o estabelecido no Artigo 88.º.

6 - O ajustamento $\left(\Delta R_{t-2}^{A^{AGS}}\right)$ previsto na expressão (59) é dado por:

$$\Delta R_{t-2}^{A^{AGS}} = \left[Rr_{t-2}^{A^{AGS}} + SA_{t-2}^{AGS} + SRAA_{t-2}^{AGS} - \left(R_{t-2}^{A^{AGS}} + CO2_{t-2}^{A^{AGS}} - \Delta_{t-2}^{TVCFA}\right)\right] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^{E} + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (60)$$

em que:

$Rr_{t-2}^{A^{AGS}}$ Valor dos proveitos recuperados por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA, no ano *t-2*

SA_{t-2}^{AGS} Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em *t-2*, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA, no ano *t-2*, calculado de acordo com o Artigo 91.º

$SRAA_{t-2}^{AGS}$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA no ano *t-2*, imputáveis à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA, proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade

$R_{t-2}^{A^{AGS}}$ Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema no ano *t-2*, calculados em *t-1* através da expressão (59), com base em valores verificados em *t-2*

$CO2_{t-2}^{A^{AGS}}$ Proveitos ou custos da gestão das licenças de emissão de CO_2 e da partilha de benefícios obtidos com a sua optimização, nos termos definidos na Secção XII do presente capítulo, no ano *t-2*

Δ_{t-2}^{TVCFA} Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA, no ano *t-2*, a incorporar nos proveitos do ano *t*, calculado de acordo com o Artigo 128.º

i_{t-2}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano *t-2*

δ_{t-2} *Spread* no ano *t-2,* em pontos percentuais

i_{t-1}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

Artigo 88.º
Custos aceites com a aquisição do fuelóleo para a produção de energia eléctrica

1 - No âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, os custos com o fuelóleo decorrentes da produção de energia eléctrica, no ano *t*, são determinados do seguinte modo:

$$\tilde{F}_t^{A^{AGS}} = \sum_k \tilde{F}u_t^{ref} \times \tilde{Q}f_{k,t}^{A} + \tilde{C}_{k,\mathrm{t}}^{A} \qquad (61)$$

em que:

$\tilde{F}_t^{A^{AGS}}$ Custo com o fuelóleo a consumir na produção de energia eléctrica, aceite pela ERSE, previsto para o ano *t*

k Ilha *k* da RAA

$\tilde{F}u_t^{ref}$ Custo unitário do fuelóleo para produção de energia eléctrica praticado no mercado primário de referência, previsto para o ano *t*

$\tilde{Q}f_{k,t}^{A}$ Quantidade de fuelóleo a consumir na produção de energia eléctrica, no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, prevista para o ano *t*, na ilha *k*, em toneladas

$\tilde{C}_{k,t}^{A}$ Custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do fuelóleo previsto consumir no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, até às centrais da ilha *k*, previsto para o ano *t*.

2 - Os custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do fuelóleo são fixados para o primeiro ano do período de regulação $\left(\widetilde{C}_{k,1}^{A}\right)$ e evoluem para os restantes anos do período, de acordo com a seguinte expressão:

$$\widetilde{C}_{k,t}^{A} = \begin{cases} \widetilde{C}_{k,1}^{A} \\ \\ \widetilde{C}_{k,t-1}^{A} \times (1 - \tau_{t}^{A}) \quad para\, t > 1 \end{cases} \qquad (62)$$

em que:

τ_{t}^{A} Factor de eficiência associado aos custos com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do fuelóleo na Região Autónoma dos Açores, no ano *t*.

Artigo 89.º

Proveitos da actividade de Distribuição de Energia eléctrica da RAA

1 - Os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano *t*, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{t}^{A^{D}} = \sum_{j} \left(P_{j,t}^{A^{D}} \times \tilde{E}_{j,t}^{A} + SNA_{06\;07,j,t}^{D} + \tilde{A}mb_{j,t}^{A^{D}} + Z_{j,t-1}^{A^{D}} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) - \Delta R_{j,t-2}^{A^{D}} \right) \qquad (63)$$

em que:

$P_{j,t}^{A^{D}}$ Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano *t*, por nível de tensão *j,* em Euros por kWh

j Níveis de tensão MT e BT

$\tilde{E}_{j,t}^{A}$ Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão *j* a clientes e a redes de nível de tensão inferior, no ano *t*, em kWh

$SNA_{06\;07,j,t}^{D}$ Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão *j*, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano *t*, calculado de acordo com o Artigo 92.º

$\tilde{A}mb_{j,t}^{A^{D}}$ Custos por nível de tensão relacionados com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano *t*, aceites pela ERSE, de acordo com o “Plano de Promoção do Desempenho Ambiental”, conforme estabelecido na Secção VII do presente Capítulo

$Z_{j,t-1}^{A^D}$	Custos ocorridos no ano *t-1*, imputados ao nível de tensão *j*, não previstos para o período de regulação, designadamente, custos com auditorias da iniciativa do regulador
i_{t-1}^{E}	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*
δ_{t-1}	*Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais
$\Delta R_{j,t-2}^{A^D}$	Ajustamento no ano *t* dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão *j*, relativos ao ano *t-2*.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 - A componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é fixada para o primeiro ano do período de regulação $\left(P_{j,1}^{A^D}\right)$ e evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$P_{j,t}^{A^D} = \begin{cases} P_{j,1}^{A^D} \\ P_{j,t-1}^{A^D} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_j^{A^D}}{100}\right) \quad para\ t > 1 \end{cases} \qquad (64)$$

em que:

$P_{j,1}^{A^D}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica no primeiro ano do período de regulação, por nível de tensão *j,* em Euros por kWh
j	Níveis de tensão MT e BT
$P_{j,t-1}^{A^D}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano *t-1*, por nível de tensão *j,* em Euros por kWh
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2.º trimestre do ano *t-1),* publicada pelo INE
$X_j^{A^D}$	Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão *j*, em percentagem.

3 - O ajustamento $\left(\Delta R_{j,t-2}^{A^D}\right)$ previsto na expressão (63) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{A^D} = \left(Rr_{j,t-2}^{A^D} + SA_{j,t-2}^{D} + SRAA_{j,t-2}^{D} - R_{j,t-2}^{A^D}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^{E} + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) \qquad (65)$$

em que:

$Rr_{j,t-2}^{A^D}$ Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA, por nível de tensão *j*, no ano *t-2*

$SA_{j,t-2}^{D}$ Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em *t-2,* por nível de tensão *j*, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA, no ano *t-2*, calculado de acordo com o Artigo 91.º

$SRAA_{j,t-2}^{D}$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano *t-2*, imputáveis à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA, por nível de tensão *j*, proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade

$R_{j,t-2}^{A^D}$ Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão *j*, no ano *t-2*, calculados em *t-1* através da expressão (63), com base em valores verificados em *t-2*

i_{t-2}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano *t-2*

δ_{t-2} *Spread* no ano *t-2,* em pontos percentuais

i_{t-1}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

Nos dois primeiros anos de implementação deste Regulamento, este ajustamento é calculado de acordo com o n.º 4 do artigo 89.º do Regulamento Tarifário, nos termos aprovados pelo Despacho n.º 17 744-A/2007, de 10 de Agosto.

Artigo 90.º
Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA

1 - Os proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano *t*, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{A^C} = \sum_j \left(P_{j,t}^{A^C} \times \tilde{N}C_{j,t}^{A} + SNA_{06\ 07,j,t}^{C} + Z_{j,t-1}^{A^C} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) - \Delta R_{j,t-2}^{A^C} \right) \qquad (66)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{A^C}$ Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, previstos para o ano *t*

j Níveis de tensão MT e BT

$P_{j,t}^{A^C}$ Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano *t*, por nível de tensão *j,* em Euros por cliente

$\tilde{N}C_{j,t}^{A}$ Número médio de clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA, previsto para o ano *t*, por nível de tensão *j*

$SNA_{06\ 07,j,t}^{C}$ Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no nível de tensão *j*, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano *t*, calculado de acordo com o Artigo 92.º

$Z_{j,t-1}^{A^C}$ Custos ocorridos no ano *t-1*, imputados ao nível de tensão *j*, não previstos para o período de regulação, designadamente, custos com auditorias da iniciativa do regulador

i_{t-1}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais

$\Delta R_{j,t-2}^{A^C}$ Ajustamento no ano *t* dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão *j*, relativos ao ano *t-2*.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - A componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica é fixada para o primeiro ano do período de regulação ($P_{j,1}^{A^C}$) e evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$P_{j,t}^{A^C} = \begin{cases} P_{j,1}^{A^C} \\ P_{j,t-1}^{A^C} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_j^{A^C}}{100}\right) \quad para\ t > 1 \end{cases} \qquad (67)$$

em que:

$P_{j,1}^{A^C}$ Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica no primeiro ano do período de regulação, por nível de tensão *j,* em Euros por cliente

j Níveis de tensão MT e BT

$\bar{P}_{j,t-1}^{A^C}$ Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano *t-1*, por nível de tensão *j,* em Euros por cliente

$IPIB_{t-1}$ Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2.º trimestre do ano *t-1),* publicada pelo INE

$X_j^{A^C}$ Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão *j*, em percentagem.

3 - O ajustamento $\left(\Delta R_{j,t-2}^{A^C}\right)$ previsto na expressão (66) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{A^C} = \left(Rr_{j,t-2}^{A^C} + SA_{j,t-2}^{C} + SRAA_{j,t-2}^{C} - R_{j,t-2}^{A^C}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^{E} + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (68)$$

em que:

$Rr_{j,t-2}^{A^C}$ Proveitos recuperados por aplicação da tarifa de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA, por nível de tensão *j,* no ano *t-2*

$SA_{j,t-2}^{C}$ Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em *t-2,* por nível de tensão *j*, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano *t-2*, calculado de acordo com o Artigo 91.º

$SRAA_{j,t-2}^{C}$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA no ano *t-2*, imputáveis à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão *j*, proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade

$R_{j,t-2}^{A^C}$ Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão *j*, no ano *t-2*, calculados em *t-1* através da expressão (66), com base em valores verificados em *t-2*

i_{t-2}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano *t-2*

δ_{t-2} *Spread* no ano *t-2,* em pontos percentuais

i_{t-1}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

Nos dois primeiros anos de implementação deste Regulamento, este ajustamento é calculado de acordo com o n.º 4 do artigo 90.º do Regulamento Tarifário, nos termos aprovados pelo Despacho n.º 17 744-A/2007, de 10 de Agosto.

Artigo 91.º
Custo com a convergência tarifária na RAA

1 - O custo com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}AA_{Pol,t} = \tilde{S}A_t^{AGS} + \tilde{S}A_t^{D} + \tilde{S}A_t^{C} + RAA_{0607,t} \qquad (69)$$

em que:

$\tilde{R}AA_{Pol,t}$ Custo com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, previsto para o ano *t*

$\tilde{S}A_t^{AGS}$ Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA, previsto para o ano *t*

$\tilde{S}A_t^{D}$ Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA, previsto para o ano *t*

$\tilde{S}A_t^{C}$ Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA, previsto para o ano *t*

$RAA_{0607,t}$ Custos com a convergência tarifária da RAA referentes aos anos de 2006 e 2007 ao abrigo do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, a recuperar no ano *t,* calculados de acordo com o Artigo 92.º.

$\tilde{R}_{j,t}$

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - O sobrecusto $\left(\tilde{S}A_t^{AGS}\right)$, no ano *t*, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}A_t^{AGS} = \tilde{R}_t^{A^{AGS}} - SNA_{0607,t}^{AGS} - \tilde{R}_{AGS,t}^{A} - \tilde{S}RAA_t^{AGS} \qquad (70)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{A^{AGS}}$ Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano *t,* calculado de acordo com a expressão (59) do Artigo 87.º

$SNA_{0607,t}^{AGS}$ Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano *t,* calculado de acordo com o Artigo 92.º

$\tilde{R}_{AGS,t}^{A}$ Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA, no ano *t*

$\tilde{S}RAA_t^{AGS}$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano *t*, imputáveis à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA, proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade.

3 - O sobrecusto $\left(\tilde{S}A_t^{D}\right)$, no ano *t*, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}A_t^{D} = \sum_j \tilde{S}A_{j,t}^{D} = \sum_j \left(\tilde{R}_{j,t}^{A^D} - SNA_{0607,j,t}^{D} - \tilde{R}_{D,j,t}^{A} - \tilde{S}RAA_{j,t}^{D}\right) \qquad (71)$$

em que:

$\tilde{S}A_{j,t}^{D}$ Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA, no nível de tensão *j*, previsto para o ano *t*

j Níveis de tensão MT e BT

$\tilde{R}_{j,t}^{A^D}$ Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão *j*, previstos para o ano *t,* calculado de acordo com a expressão (63) do Artigo 89.º

$SNA^{D}_{0607,j,t}$ Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão *j,* referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano *t,* calculado de acordo com o Artigo 92.º

$\tilde{R}^{A}_{D,j,t}$ Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA, por nível de tensão *j*, no ano *t*

$\tilde{S}RAA^{D}_{j,t}$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano *t*, imputáveis à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA, por nível de tensão *j,* proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade.

4 - O sobrecusto $\left(\tilde{S}A^{C}_{t}\right)$, no ano *t*, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}A^{C}_{t} = \sum_{j} \tilde{S}A^{C}_{j,t} = \sum_{j} \left(\tilde{R}^{A^{C}}_{j,t} - SNA^{C}_{0607,j,t} - \tilde{R}^{A}_{C,j,t} - \tilde{S}RAA^{C}_{j,t} \right) \qquad (72)$$

em que:

$\tilde{S}A^{C}_{j,t}$ Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA, no nível de tensão *j*, previsto para o ano *t*

j Níveis de tensão MT e BT

$\tilde{R}^{A^{C}}_{j,t}$ Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão *j*, previstos para o ano *t,* calculados de acordo com a expressão (66) do Artigo 90.º

$SNA^{C}_{0607,j,t}$ Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no nível de tensão *j,* referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano *t,* calculado de acordo o Artigo 92.º

$\tilde{R}^{A}_{C,j,t}$ Proveitos previstos obter por aplicação da tarifa de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA, por nível de tensão *j,* no ano *t*

$\tilde{S}RAA^{C}_{j,t}$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano *t*, imputáveis à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA, por nível de tensão *j,* proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade.

Artigo 92.º
Custo com a convergência tarifária na RAA referente a 2006 e 2007

1 - O custo com a convergência tarifária na RAA referente a 2006 e 2007 corresponde ao montante não repercutido na tarifa de UGS do operador da rede de transporte em Portugal continental, nos anos de 2006 e 2007 devido à limitação imposta pelo Artigo 138.º do Regulamento Tarifário publicado pelo Despacho n.º 18 993-A/2005 (2ª série), de 31 de Agosto.

2 - O custo com a convergência tarifária na RAA referente a 2006 e 2007 a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano *t*, é dado pela seguinte expressão:

$$RAA_{0607,t} = SNA^{AGS}_{0607,t} + SNA^{D}_{0607,t} + SNA^{C}_{0607,t} \quad (73)$$

em que:

$RAA_{0607,t}$ Custo com a convergência tarifária na RAA referente a 2006 e 2007 a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano *t*

$SNA^{AGS}_{0607,t}$ Custo com a convergência tarifária afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano *t*

$SNA^{D}_{0607,t}$ Custos com a convergência tarifária afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano *t*

$SNA^{C}_{0607,t}$ Custos com a convergência tarifária afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano *t.*

3 - O custo com a convergência tarifária na RAA referente a 2006 e 2007, acrescidos dos respectivos encargos financeiros calculados à taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de cada ano, acrescida de meio ponto percentual, $(RAA_{0607,t})$, será recuperado através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de

transporte em Portugal continental em 10 anuidades, com início em 2008, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro.

4 - Para cada ano *t* do período de recuperação, o valor da anuidade corresponde ao termo de uma renda de prestações constantes, de capital e encargos financeiros, calculada até final do referido período.

5 - Para cada ano *t* do período de recuperação, o valor da anuidade referida no número anterior, será recalculada com base na taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano em que ocorre a fixação das tarifas de energia eléctrica *(t-1)*, acrescida de meio ponto percentual.

6 - O custo com a convergência tarifária da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema $\left(SNA_{0607,t}^{AGS}\right)$, corresponde ao valor da renda referida no ponto anterior afecto a esta actividade.

7 - O custo com a convergência tarifária da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica $\left(SNA_{0607,t}^{D}\right)$, corresponde ao valor da renda referida no n.º 5 afecto a esta actividade.

8 - O custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica $\left(SNA_{0607,t}^{C}\right)$, corresponde ao valor da renda referida no n.º 5 afecto a esta actividade.

Artigo 93.º
Transferência dos custos com a convergência tarifária na RAA para a concessionária do transporte e distribuição da RAA

O custo com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema $\left(\tilde{R}AA_{Pol,t}\right)$, no ano *t,* é transferido mensalmente pelo operador da rede de transporte em Portugal continental para a concessionária do transporte e distribuição da RAA, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}AA_{m,t} = \frac{1}{12}\tilde{R}AA_{Pol,t} \qquad (74)$$

em que:

$\tilde{R}AA_{Pol,t}$ Custo com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano *t.*

Secção VI

Proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

Artigo 94.º

Proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM

1 - Os proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano *t*, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{M^{AGS}} = \tilde{C}_{SPM,t}^{M^{AGS}} + \tilde{C}_{SIM,t}^{M^{AGS}} + \tilde{A}m_t^{M^{AGS}} + \tilde{A}ct_t^{M^{AGS}} \times \frac{r_t^{M^{AGS}}}{100} + \tilde{C}_t^{M^{AGS}} + \tilde{F}_t^{M^{AGS}} - \tilde{S}_t^{M^{AGS}} + \tilde{A}mb_t^{M^{AGS}} + SNM_{0607,t}^{AGS} - \Delta R_{t-2}^{M^{AGS}} \quad (75)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{M^{AGS}}$ Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano *t*

$\tilde{C}_{SPM,t}^{M^{AGS}}$ Custos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores do sistema público da RAM imputados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano *t*

$\tilde{C}_{SIM,t}^{M^{AGS}}$ Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM imputados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano *t*

$\tilde{A}m_t^{M^{AGS}}$ Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para o ano *t*

$\tilde{A}ct_t^{M^{AGS}}$ Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano *t*, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano

$r_t^{M^{AGS}}$ Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, fixada para o período de regulação, no ano *t*, em percentagem

$\tilde{C}_t^{M^{AGS}}$	Custos de exploração afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema aceites pela ERSE, previstos para o ano *t*
$\tilde{F}_t^{M^{AGS}}$	Custos com o fuelóleo, previsto consumir na produção de energia eléctrica, aceites pela ERSE, no ano *t*
$\tilde{S}_t^{M^{AGS}}$	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, decorrentes da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano *t*
$\tilde{A}mb_t^{M^{AGS}}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano *t*, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental", conforme estabelecido na Secção VII do presente Capítulo
$SNM_{0607,t}^{AGS}$	Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano *t*, calculado de acordo com o Artigo 99.º
$\Delta R_{t-2}^{M^{AGS}}$	Ajustamento no ano *t* dos proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, relativo ao ano *t*-2.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - O preço limite para efeitos de cálculo do custo da parcela de aquisição de energia eléctrica a centros produtores não vinculados ao sistema público da RAM incluído em $\left(\tilde{C}_{SIM,t}^{M^{AGS}}\right)$ é fixado anualmente.

3 - O activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

4 - Os custos de exploração $\left(\tilde{C}_t^{M^{AGS}}\right)$ incluem nomeadamente, os custos relativos a combustíveis para a produção de energia eléctrica (com excepção dos custos com fuelóleo), os fornecimentos e serviços externos, os materiais diversos e os custos com o pessoal.

5 - Os custos do fuelóleo consumido na produção de energia eléctrica $\left(\tilde{F}_t^{M^{AGS}}\right)$ são determinados separadamente dos restantes custos de exploração, sendo aceites de acordo com o estabelecido no Artigo 95.º.

6 - O ajustamento $\left(\Delta R_{t-2}^{M^{AGS}}\right)$ previsto na expressão (75) é dado por:

$$\Delta R_{t-2}^{M^{AGS}} = \left[Rr_{t-2}^{M^{AGS}} + SM_{t-2}^{AGS} + SRAM_{t-2}^{AGS} - \left(R_{t-2}^{M^{AGS}} + CO2_{t-2}^{M^{AGS}} - \Delta_{t-2}^{TVCFM} \right) \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^{E} + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100} \right) \qquad (76)$$

em que:

$Rr_{t-2}^{M^{AGS}}$ Valor dos proveitos recuperados por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, no ano *t-2*

SM_{t-2}^{AGS} Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em *t-2* relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM, no ano *t-2*, calculado de acordo com o Artigo 98.º

$SRAM_{t-2}^{AGS}$ Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM no ano *t-2*, imputáveis à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM, proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade

$R_{t-2}^{M^{AGS}}$ Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano *t-2*, calculados em *t-1* através da expressão (75), com base em valores verificados em *t-2*

$CO2_{t-2}^{M^{AGS}}$ Proveitos ou custos da gestão das licenças de emissão de CO_2 e da partilha de benefícios obtidos com a sua optimização, nos termos definidos na Secção XII do presente capítulo, no ano *t-2*

Δ_{t-2}^{TVCFM} Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAM, no ano *t-2*, a incorporar nos proveitos do ano *t*, calculado de acordo com o Artigo 128.º

i_{t-2}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano *t-2*

δ_{t-2} *Spread* no ano *t-2,* em pontos percentuais

i_{t-1}^{E} — Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} — *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

Artigo 95.º

Custos aceites com a aquisição do fuelóleo para a produção de energia eléctrica

1 - No âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, os custos com o fuelóleo decorrentes da produção de energia eléctrica, no ano t, são determinados do seguinte modo:

$$\tilde{F}_t^{M^{AGS}} = \sum_k \tilde{F}u_t^{ref} \times \tilde{Q}f_{k,t}^{M} + \tilde{C}_{k,t}^{M} \qquad (77)$$

em que,

$\tilde{F}_t^{M^{AGS}}$ — Custo com o fuelóleo a consumir na produção de energia eléctrica, aceite pela ERSE, previsto para o ano *t*

k — Ilha *k* da RAM

$\tilde{F}u_t^{ref}$ — Custo unitário do fuelóleo para produção de energia eléctrica praticado no mercado primário de referência, previsto para o ano *t*

$\tilde{Q}f_{k,t}^{M}$ — Quantidade de fuelóleo a consumir na produção de energia eléctrica no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, prevista para o ano *t*, na ilha *k*, em toneladas

$\tilde{C}_{k,t}^{M}$ — Custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do fuelóleo consumido no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, até às centrais da ilha *k*, previstos para o ano *t*.

2 - Os custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do fuelóleo são fixados para o primeiro ano do período de regulação $\left(\tilde{C}_{k,1}^{M}\right)$ e evoluem para os restantes anos do período, de acordo com a seguinte expressão:

$$\widetilde{C}_{k,t}^{M} = \begin{cases} \widetilde{C}_{k,1}^{M} \\ \widetilde{C}_{k,t-1}^{M} \times (1-\tau_t^M) & para\, t > 1 \end{cases} \quad (78)$$

em que:

τ_t^M Factor de eficiência associado aos custos com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do fuelóleo na Região Autónoma da Madeira, no ano *t*.

Artigo 96.º

Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM

1 - Os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano *t*, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{M^D} = \sum_{j=1}^{n}\left(P_{j,t}^{M^D} \times \tilde{E}_{j,t}^{M} + SNM_{06\,07,j,t}^{D} + \tilde{A}mb_{j,t}^{M^D} + Z_{j,t-1}^{M^D} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) - \Delta R_{j,t-2}^{M^D}\right) \quad (79)$$

em que:

$P_{j,t}^{M^D}$ Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano *t*, por nível de tensão *j,* em Euros por kWh

j Níveis de tensão AT, MT e BT

$\tilde{E}_{j,t}^{M}$ Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão *j* a clientes e a redes de nível de tensão inferior, no ano *t*, em kWh

$SNM_{06\,07,j,t}^{D}$ Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão *j,* referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano *t*, calculado de acordo com o Artigo 99.º

$\tilde{A}mb_{j,t}^{M^D}$ Custos por nível de tensão relacionados com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano *t*, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental", conforme estabelecido na Secção VII do presente Capítulo

$Z_{j,t-1}^{M^D}$ Custos ocorridos no ano *t-1*, imputados ao nível de tensão *j*, não previstos para o período de regulação, designadamente, custos com auditorias da iniciativa do regulador

i_{t-1}^{E}	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*
δ_{t-1}	*Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais
$\Delta R_{j,t-2}^{M^D}$	Ajustamento no ano *t* dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão *j*, relativos ao ano *t-2*.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - A componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é fixada para o primeiro ano do período de regulação ($P_{j,1}^{M^D}$) e evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$P_{j,t}^{M^D} = \begin{cases} P_{j,1}^{M^D} \\ P_{j,t-1}^{M^D} \times \left(1 + \dfrac{IPIB_{t-1} - X_j^{M^D}}{100}\right) \; para\; t > 1 \end{cases} \qquad (80)$$

em que:

$P_{j,1}^{M^D}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica no primeiro ano do período de regulação, por nível de tensão *j,* em Euros por kWh
j	Níveis de tensão MT e BT
$P_{j,t-1}^{M^D}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano *t-1*, por nível de tensão *j,* em Euros por kWh
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2.º trimestre do ano *t-1),* publicada pelo INE
$X_j^{M^D}$	Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão *j*, em percentagem.

3 - O ajustamento $\left(\Delta R_{j,t-2}^{M^D}\right)$ previsto na expressão (79) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{M^D} = \left(Rr_{j,t-2}^{M^D} + SM_{j,t-2}^{D} + SRAM_{j,t-2}^{D} - R_{j,t-2}^{M^D}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^{E} + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) \qquad (81)$$

em que:

$Rr_{j,t-2}^{M^D}$ Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, por nível de tensão *j*, no ano *t-2*

$SM_{j,t-2}^{D}$ Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em *t-2,* por nível de tensão *j*, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM, no ano *t-2*, calculado de acordo com o Artigo 98.º

$SRAM_{j,t-2}^{D}$ Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano *t-2*, imputáveis à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM, por nível de tensão *j*, proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade

$R_{j,t-2}^{M^D}$ Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão *j*, no ano *t-2*, calculados em *t-1* através da expressão (79), com base em valores verificados em *t-2*

i_{t-2}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano *t-2*

δ_{t-2} *Spread* no ano *t-2,* em pontos percentuais

i_{t-1}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

Nos dois primeiros anos de implementação deste Regulamento, este ajustamento é calculado de acordo com o n.º 4 do artigo 96.º do Regulamento Tarifário, nos termos aprovados pelo Despacho n.º 17 744-A/2007, de 10 de Agosto.

Artigo 97.º
Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM

1 - Os proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano *t*, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{t}^{M^C} = \sum_{j=1}^{n}\left(P_{j,t}^{M^C} \times \tilde{N}C_{j,t}^{M} + SNM_{06\,07,j,t}^{C} + Z_{j,t-1}^{M^C} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) - \Delta R_{j,t-2}^{M^C}\right) \quad (82)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{M^C}$	Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, previstos para o ano *t*
j	Níveis de tensão AT, MT e BT
$P_{j,t}^{M^C}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano *t*, por nível de tensão *j,* em Euros por cliente
$\tilde{N}C_{j,t}^{M}$	Número médio de clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, previsto para o ano *t*, por nível de tensão *j*
$SNM_{06\,07,j,t}^{C}$	Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no nível de tensão *j,* referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano *t*, calculado de acordo com o Artigo 99.º
$Z_{j,t-1}^{M^C}$	Custos ocorridos no ano *t-1*, imputados ao nível de tensão *j*, não previstos para o período de regulação, designadamente, custos com auditorias da iniciativa do regulador
i_{t-1}^{E}	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*
δ_{t-1}	*Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais
$\Delta R_{j,t-2}^{M^C}$	Ajustamento no ano *t* dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão *j*, relativo ao ano *t-2*.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - A componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica é fixada para o primeiro ano do período de regulação ($P_{j,1}^{M^C}$) e evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$P_{j,t}^{M^C} = \begin{cases} P_{j,1}^{M^C} \\ P_{j,t-1}^{M^C} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_j^{M^C}}{100}\right) \; para\ t > 1 \end{cases} \qquad (83)$$

em que:

$P_{j,1}^{M^C}$ Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica no primeiro ano do período de regulação, por nível de tensão *j*, em Euros por cliente

j Níveis de tensão MT e BT

$P_{j,t-1}^{M^C}$ Componente variável unitária dos proveitos, da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano *t-1*, por nível de tensão *j*, em Euros por cliente

$IPIB_{t-1}$ Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2.º trimestre do ano *t-1),* publicada pelo INE

$X_j^{M^C}$ Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão *j*, em percentagem.

3 - O ajustamento $\left(\Delta R_{j,t-2}^{M^C}\right)$ previsto na expressão (82) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{M^C} = \left(Rr_{j,t-2}^{M^C} + SM_{j,t-2}^{C} + SRAM_{j,t-2}^{C} - R_{j,t-2}^{M^C}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^{E} + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (84)$$

em que:

$Rr_{j,t-2}^{M^C}$ Proveitos recuperados por aplicação da tarifa de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, por nível de tensão *j,* no ano *t-2*

$SM_{j,t-2}^{C}$ Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em *t-2,* por nível de tensão *j*, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano *t-2*, calculado de acordo com o Artigo 98.º

$SRAM_{j,t-2}^{C}$ Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM no ano *t-2*, imputáveis à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão *j*, proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade

$R_{j,t-2}^{M^C}$ Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão *j*, no ano *t-2*, calculados em *t-1* através da expressão (82), com base em valores verificados em *t-2*

i_{t-2}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano *t-2*

δ_{t-2} *Spread* no ano *t-2,* em pontos percentuais

i_{t-1}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

Nos dois primeiros anos de implementação deste Regulamento, este ajustamento é calculado de acordo com o n.º 4 do artigo 97.º do Regulamento Tarifário, nos termos aprovados pelo Despacho n.º 17 744-A/2007, de 10 de Agosto.

Artigo 98.º
Custo com a convergência tarifária na RAM

1 - O custo com a convergência tarifária na RAM a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano *t*, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}AM_{Pol,t} = \tilde{S}M_t^{AGS} + \tilde{S}M_t^{D} + \tilde{S}M_t^{C} + RAM_{0607,t} \qquad (85)$$

em que:

$\tilde{R}AM_{Pol,t}$ Custo com a convergência tarifária na RAM a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano *t*

$\tilde{S}M_t^{AGS}$ Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM, previsto para o ano *t*

$\tilde{S}M_t^{D}$ Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM, previsto para o ano *t*

$\tilde{S}M_t^{C}$ Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM, previsto para o ano *t*

$RAM_{0607,t}$ Custos com a convergência tarifária da RAM referentes aos anos de 2006 e 2007 ao abrigo do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, a recuperar no ano *t,* calculados de acordo com o Artigo 99.º

2 - O sobrecusto$\left(\tilde{S}M_t^{AGS}\right)$, no ano *t*, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}M_t^{AGS} = \tilde{R}_t^{M^{AGS}} - SNM_{0607,t}^{AGS} - \tilde{R}_{AGS,t}^{M} - \tilde{S}RAM_t^{AGS} \qquad (86)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{M^{AGS}}$ Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano *t* calculado de acordo com a expressão (75) do Artigo 94.º

$SNM_{0607,t}^{AGS}$ Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano *t*, calculado de acordo com o Artigo 99.º

$\tilde{R}_{AGS,t}^{M}$ Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, no ano *t*

$\tilde{S}RAM_t^{AGS}$ Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano *t*, imputáveis à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM, proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade.

3 - O sobrecusto$\left(\tilde{S}M_t^{D}\right)$, no ano *t*, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}M_t^{D} = \sum_j \tilde{S}M_{j,t}^{D} = \sum_j \left(\tilde{R}_{j,t}^{M^D} - SNM_{0607,j,t}^{D} - \tilde{R}_{D,j,t}^{M} - \tilde{S}RAM_{j,t}^{D}\right) \qquad (87)$$

em que:

$\tilde{S}M_{j,t}^{D}$ Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM, no nível de tensão *j,* previsto para o ano *t*

j Níveis de tensão AT, MT e BT

$\tilde{R}_{j,t}^{M^D}$ Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão *j*, previstos para o ano *t* calculados de acordo com a expressão (79) do Artigo 96.º

$SNM^{D}_{0607,j,t}$ Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão *j,* referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano *t*, calculado de acordo com o Artigo 99.º

$\tilde{R}^{M}_{D,j,t}$ Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso de Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, por nível de tensão *j*, no ano *t*

$\tilde{S}RAM^{D}_{j,t}$ Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano *t*, imputáveis à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM, por nível de tensão *j,* proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade.

4 - O sobrecusto$\left(\tilde{S}M^{C}_{t}\right)$, no ano *t*, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}M^{C}_{t} = \sum_{j} \tilde{S}M^{C}_{j,t} = \sum_{j} \left(\tilde{R}^{M^{C}}_{j,t} - SNM^{C}_{0607,j,t} - \tilde{R}^{M}_{C,j,t} - \tilde{S}RAM^{C}_{j,t}\right) \quad (88)$$

em que:

$\tilde{S}M^{C}_{j,t}$ Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM, no nível de tensão *j,* previsto para o ano *t*

j Níveis de tensão AT, MT e BT

$\tilde{R}^{M^{C}}_{j,t}$ Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão *j*, previstos para o ano *t*, calculado de acordo com a expressão (82) do Artigo 97.º

$SNM^{C}_{0607,j,t}$ Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no nível de tensão *j,* referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano *t*, calculado de acordo com o Artigo 99.º

$\tilde{R}^{M}_{C,j,t}$ Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, por nível de tensão *j*, no ano *t*

$\tilde{S}RAM^{C}_{j,t}$ Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano *t*, imputáveis à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM, por nível de tensão *j*, proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade.

Artigo 99.º
Custo com a convergência tarifária na RAM referente a 2006 e 2007

1 - O custo com a convergência tarifária na RAM referente a 2006 e 2007 corresponde ao montante não repercutido na tarifa de UGS do operador da rede de transporte em Portugal continental, nos anos de 2006 e 2007 devido à limitação imposta pelo Artigo 138.º do Regulamento Tarifário publicado pelo Despacho n.º 18 993-A/2005 (2ª série), de 31 de Agosto.

2 - O custo com a convergência tarifária na RAM referente a 2006 e 2007 a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano *t*, é dado pela seguinte expressão:

$$RAM_{0607,t} = SNM^{AGS}_{0607,t} + SNM^{D}_{0607,t} + SNM^{C}_{0607,t} \quad (89)$$

em que:

$RAM_{0607,t}$ Custo com a convergência tarifária na RAM referente a 2006 e 2007 a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano *t*

$SNM^{AGS}_{0607,t}$ Custo com a convergência tarifária afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano *t*

$SNM^{D}_{0607,t}$ Custos com a convergência tarifária afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano *t*

$SNM^{C}_{0607,t}$ Custos com a convergência tarifária afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano *t.*

3 - O custo com a convergência tarifária na RAM referente a 2006 e 2007, acrescidos dos respectivos encargos financeiros calculados à taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de cada ano, acrescida de meio ponto percentual, $(RAM_{0607,t})$, será recuperado através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de

transporte em Portugal continental em 10 anuidades, com início em 2008, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro.

4 - Para cada ano *t* do período de recuperação, o valor da anuidade corresponde ao termo de uma renda de prestações constantes, de capital e encargos financeiros, calculada até final do referido período.

5 - Para cada ano *t* do período de recuperação, o valor da anuidade referida no número anterior, será recalculada com base na taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano em que ocorre a fixação das tarifas de energia eléctrica *(t-1)*, acrescida de meio ponto percentual.

6 - O custo com a convergência tarifária da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema $\left(SNM_{0607,t}^{AGS}\right)$ corresponde ao valor da renda referida no número anterior afecto a esta actividade.

7 - O custo com a convergência tarifária da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica $\left(SNM_{0607,t}^{D}\right)$, corresponde ao valor da renda referida no n.º 5 afecto a esta actividade.

8 - O custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica $\left(SNM_{0607,t}^{C}\right)$, corresponde ao valor da renda referida no n.º 5 afecto a esta actividade.

Artigo 100.º
Transferência dos custos com a convergência tarifária na RAM para a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

1 - O custo com a convergência tarifária na RAM a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema $\left(\tilde{R}AM_{Pol,t}\right)$, no ano *t*, é transferido mensalmente pelo operador da rede de transporte em Portugal continental para a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}AM_{m,t} = \frac{1}{12}\tilde{R}AM_{Pol,t} \qquad (90)$$

em que:

$\tilde{R}AM_{Pol,t}$ Custo com a convergência tarifária na RAM a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano *t.*

Secção VII
Incentivo à promoção do desempenho ambiental

Artigo 101.º
Plano de Promoção do Desempenho Ambiental

1 - O Plano de Promoção do Desempenho Ambiental é um mecanismo de incentivo à melhoria do desempenho ambiental da entidade que o execute.

2 - Os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental podem ser submetidos a aprovação da ERSE pelas seguintes entidades:

a) Operador de rede de transporte, em Portugal continental, no âmbito da actividade de Transporte de Energia Eléctrica.

b) Operadores das redes de distribuição, com excepção dos operadores exclusivamente em BT, no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

c) Concessionária do transporte e distribuição na RAA, no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema e da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

d) Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema e da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

Artigo 102.º
Regulamentação dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental

1 - A ERSE deve publicar, no prazo máximo de 30 dias após a publicação deste regulamento, as regras que regem os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental.

2 - As regras referidas no número anterior devem incluir os seguintes temas:

a) Esquema de funcionamento e respectivos prazos.

b) Montantes a afectar aos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental.

c) Tipo de medidas elegíveis.

d) Regras e critérios para a selecção de medidas.

e) Conteúdo dos planos e relatórios de execução.

f) Registo contabilístico.

g) Painel de avaliação.

h) Divulgação dos resultados obtidos.

i) Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental.

Secção VIII
Incentivo à redução de perdas

Artigo 103.º
Incentivo à redução de perdas

1 - O incentivo à redução de perdas destina-se a induzir o operador da rede de distribuição em MT e AT a atingir um nível de perdas de referência estabelecido pela ERSE.

2 - O incentivo aplica-se ao operador da rede de distribuição em Portugal continental, nos termos do Artigo 82.º.

Artigo 104.º
Metodologia de Cálculo do Incentivo

1 - O incentivo à redução das perdas na rede de distribuição $\left(PP_{URD,j,t-2}\right)$ é valorizado como sendo:

$$PP_{URD,j,t-2} = V_{p,t-2} \times (P_{t-2}^{*} - P_{t-2}) \times E_{t-2}^{D} \times \alpha_j \qquad (91)$$

em que:

$PP_{URD,j,t-2}$ Incentivo à redução das perdas por nível de tensão na rede de distribuição, no ano *t-2*

$V_{p,t-2}$ Valorização das perdas na rede de distribuição no ano *t-2*, em Euros por kWh, a definir pela ERSE

P_{t-2}^{*} Nível de referência das perdas na rede de distribuição no ano *t-2,* em percentagem

P_{t-2} Nível de perdas no ano *t-2*, em percentagem

E_{t-2}^{D} Total da energia eléctrica entregue nos diversos níveis de tensão das redes de distribuição no ano *t-2*, em kWh

α_j Ponderador das perdas, por nível de tensão *j*

j Nível de tensão *j=1* para AT/MT e *j=2* para BT.

2 - O nível de perdas (P_{t-2}) é dado pelo quociente entre as perdas e a energia activa entregue pela rede de distribuição.

3 - Para efeito de determinação do incentivo à redução das perdas, a diferença entre o nível de perdas num ano t (P_t) e o nível de referência estabelecido para esse ano (P_t^*) é limitada a um valor percentual do nível de referência a definir para o período de regulação.

Artigo 105.º
Nível de perdas de referência

O nível de referência das perdas (P_{t-2}^*) é fixado para cada um dos anos do período de regulação, tendo em conta os objectivos estabelecidos no Programa Nacional para as Alterações Climáticas.

Artigo 106.º
Envio de informação

1 - O operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental, deve enviar à ERSE a informação necessária para determinação das perdas no âmbito dos balanços de energia referidos no Artigo 138.º.

2 - A informação sobre a valorização das perdas deve ser enviada à ERSE, anualmente, pelo operador da rede de distribuição, até 1 de Maio.

3 - A informação referida no número anterior deve ter em consideração os seguintes aspectos:

a) Níveis de tensão abrangidos.

b) Custo anual em Euros por kWh de perdas evitadas.

c) Horizonte temporal das medidas de redução de perdas.

d) Valor do activo associado a cada medida.

Secção IX
Incentivo à melhoria da qualidade de serviço

Artigo 107.º
Incentivo à melhoria da qualidade de serviço

1 - O incentivo à melhoria da qualidade de serviço tem como objectivo promover a continuidade de fornecimento de energia eléctrica.

2 - O incentivo aplica-se ao operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental, no termos do Artigo 82.º.

Artigo 108.º
Valor do incentivo à melhoria da qualidade de serviço

1 - O valor do incentivo à melhoria da qualidade de serviço $(RQS_{URD,t-2})$ na rede de distribuição em MT depende do valor da energia não distribuída (END_{t-2}) nos seguintes termos:

Quando $END_{t-2} < END_{REF,t-2} - \Delta V$:

$$RQS_{URD,t-2} = Min\{RQS_{max,t-2}, [(END_{REF,t-2} - \Delta V) - END_{t-2}] \times VEND_{t-2}\} \quad (92)$$

Quando: $END_{REF,t-2} - \Delta V \leq END_{t-2} \leq END_{REF,t-2} + \Delta V$:

$$RQS_{URD,t-2} = 0 \quad (93)$$

Quando $END_{t-2} > END_{REF,t-2} + \Delta V$:

$$RQS_{URD,t-2} = Max\{RQS_{min,t-2}, [(END_{REF,t-2} + \Delta V) - END_{t-2}] \times VEND_{t-2}\} \quad (94)$$

em que:

$RQS_{URD,t-2}$	Incentivo à melhoria da qualidade de serviço na rede de distribuição em MT, no ano *t-2*
$RQS_{max,t-2}$	Valor máximo do prémio a atribuir como incentivo à melhoria da qualidade de serviço, no ano *t-2*
$RQS_{min,t-2}$	Valor máximo da penalidade a atribuir como incentivo à melhoria da qualidade de serviço, no ano *t-2*

END_{t-2} Energia não distribuída em kWh, no ano *t-2*

$END_{REF,t-2}$ Energia não distribuída de referência em kWh, no ano *t-2*

$END_{REF,t-2} \pm \Delta V$ Intervalo de energia não distribuída no qual o valor do incentivo é nulo

$VEND_{t-2}$ Valorização da energia não distribuída no ano *t-2*, em Euros por kWh.

2 - O valor da energia não distribuída é calculado como sendo:

$$END = ED \times TIEPI/T \quad (95)$$

em que:

ED Energia entrada na rede de distribuição em MT durante o ano, em kWh

$TIEPI$ Tempo de interrupção equivalente da potência instalada, em horas, calculado para toda a rede de distribuição em MT, de acordo com o Regulamento da Qualidade de Serviço

T Número de horas do ano.

3 - Os valores dos parâmetros $RQS_{max,t-2}$, $RQS_{min,t-2}$, $END_{REF,t-2}$, ΔV e $VEND_{t-2}$ referidos no número anterior são estabelecidos e publicados pela ERSE, no ano *t-3*.

4 - A metodologia utilizada para a determinação do valor *ED* será estabelecida em norma complementar a publicar pela ERSE.

Artigo 109.º
Envio de informação

1 - Para efeitos de aplicação do mecanismo de melhoria de qualidade de serviço, o operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental, deve enviar à ERSE a informação necessária para a determinação do valor END_{t-2}.

2 - A informação referida no número anterior deve ser enviada à ERSE até 1 de Maio do ano seguinte à qual diz respeito, *t-1*.

Secção X

Promoção da eficiência no consumo de energia eléctrica

Artigo 110.º

Plano de Promoção da Eficiência no Consumo

1 - O Plano de Promoção da Eficiência no Consumo tem como objectivo melhorar a eficiência no consumo de energia eléctrica.

2 - A regulamentação e funcionamento do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo são definidos em sub-regulamentação, nomeadamente nas “Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo”, aprovadas pela ERSE.

Secção XI

Incentivos à optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia eléctrica

Artigo 111.º

Mecanismo de optimização dos contratos de aquisição de energia eléctrica

O mecanismo de optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia eléctrica por parte do Agente Comercial e a correspondente partilha com os clientes dos benefícios obtidos são definidos em sub-regulamentação.

Secção XII

Incentivos à óptima gestão das licenças de emissão de CO_2

Artigo 112.º

Mecanismos de optimização da gestão das licenças de emissão de CO_2

O mecanismo de optimização da gestão das licenças de emissão de CO_2 e a correspondente valorização dos défices ou dos excedentes de licenças de emissão de CO_2, assim como a partilha com os clientes dos benefícios ou prejuízos obtidos são definidos em sub-regulamentação.

Secção XIII
Incentivo à disponibilidade da rede de transporte

Artigo 113.º
Incentivo à disponibilidade da rede de transporte

1 - O incentivo à disponibilidade da rede de transporte tem como objectivo promover a sua fiabilidade, enquanto factor determinante para a qualidade de serviço associada ao desempenho da RNT.

2 - A definição da forma de cálculo deste incentivo e dos respectivos parâmetros são definidos em sub-regulamentação.

3 - A aplicação do presente artigo inicia-se com a entrada em vigor da sub-regulamentação prevista no número anterior.

Capítulo V
Processo de cálculo das tarifas reguladas

Secção I
Metodologia de cálculo da tarifa de Energia

Artigo 114.º
Metodologia de cálculo da tarifa de Energia

1 - A tarifa de Energia é estabelecida por forma a recuperar os custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso, previstos no Artigo 84.º.

2 - Os preços da tarifa de Energia são calculados por forma a recuperar os custos $\tilde{R}_{E,t}^{CR}$ de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{E,t}^{CR} = \sum_{h} Wh_{MAT,t} \times \left(1+\gamma_{\mathrm{MAT/AT}}^{h}\right)^{-1} \times TWh_{t}^{E} + \sum_{n}\sum_{i}\sum_{h} Wh_{i_{n,t}} \times \prod_{j}\left(1+\gamma_{j}^{h}\right) \times TWh_{t}^{E} \qquad (96)$$

com:

n Nível de tensão n (n = AT, MT e BT)

i Opção tarifária i do nível de tensão n

h Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

j Nível de tensão j (j = AT, MT e BT com $j \geq n$)

em que, com n = AT, MT e BT:

$\tilde{R}_{E,t}^{CR}$ Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso, no ano t

$Wh_{MAT,t}$ Energia activa fornecida no período horário h a clientes em MAT, prevista para o ano t

$Wh_{i_{n,t}}$ Energia activa fornecida no período horário h da opção tarifária i do nível de tensão n, prevista para o ano t

TWh_{t}^{E} Preço da energia activa da tarifa de Energia no período horário h, no ano t

γ_j^h Factor de ajustamento para perdas no período horário *h* no nível de tensão *j*

$\gamma_{\mathrm{MAT/AT}}^h$ Factor de ajustamento para perdas no período horário *h* relativo à transformação de MAT/AT.

sendo o factor de ajustamento para perdas $\gamma_{\mathrm{MAT/AT}}^h$ calculado da seguinte forma:

$$\gamma_{\mathrm{MAT/AT}}^h = \frac{1+\gamma_{\mathrm{AT/RNT}}^h}{1+\gamma_{MAT}^h} - 1 \qquad (97)$$

em que:

γ_{MAT}^h Factor de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT, no período horário *h*

$\gamma_{\mathrm{AT/RNT}}^h$ Factor de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT incluindo a transformação MAT/AT, no período horário *h.*

repercutindo, na estrutura dos preços da tarifa de Energia, a estrutura dos preços marginais de aquisição de energia nos termos do estabelecido no Artigo 115.º.

3 - As quantidades a considerar no cálculo da tarifa de Energia são as energias activas fornecidas a clientes do comercializador de último recurso em MAT, AT, MT e BT, previstas para o ano *t*, devidamente ajustadas para perdas até à saída da RNT através dos respectivos factores de ajustamento para perdas.

4 - Para efeitos do número anterior são considerados diagramas de carga tipo com uma desagregação por período tarifário idêntica à da tarifa de Energia.

5 - Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso aos seus fornecimentos a clientes em MAT, AT, MT e BT são os que resultam da conversão dos preços calculados no n.º 2, para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, por aplicação dos factores de ajustamento para perdas, e tendo por base os diagramas de carga tipo referidos no n.º 4.

6 - Os preços da tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos em MAT, AT, MT e BT são estabelecidos anualmente.

Artigo 115.º

Estrutura dos preços marginais de energia

A estrutura dos preços marginais de energia deve ser repercutida na estrutura dos preços da tarifa de Energia, através da seguinte expressão:

$$TWh_t^E = k^E \times PmgWh^E \qquad (98)$$

em que:

TWh_t^E Preço da energia activa da tarifa de Energia no período horário *h*, no ano *t*

$PmgWh^E$ Preço marginal de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso no período horário *h*

k^E Factor a aplicar aos preços marginais da energia.

Secção II

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso Global do Sistema

Artigo 116.º

Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte

1 - O operador da rede de transporte recupera os proveitos no âmbito da tarifa de Uso Global do Sistema por aplicação da tarifa definida no presente artigo às entregas ao operador da rede de distribuição em MT e AT e ainda pela facturação ao mesmo operador dos encargos relativos aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual, definidos no Artigo 117.º.

2 - Os preços das parcelas I, II e III da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo operador da rede de transporte, de acordo com as seguintes expressões:

$$\tilde{R}_{GS,t}^{T} = \sum_{h} Wh_t \times TWh_t^{UGS1} \qquad (99)$$

$$\tilde{R}_{Pol,t}^{T} = \sum_{h} Wh_t \times TWh_t^{UGS2} \qquad (100)$$

$$\tilde{R}^{T}_{GP,t} = \sum_{h'} Wh'_t \times TWh'^{UGS3}_t \qquad (101)$$

com:

h	Período horário *h* (*h* = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)
h'	Período horário *h'* (*h'* = horas de ponta e cheias)

em que:

$\tilde{R}^{T}_{GS,t}$	Custos do operador da rede de transporte em Portugal continental para o ano *t*, decorrentes da gestão do sistema, calculados de acordo com a expressão (7) do Artigo 73.º
$\tilde{R}^{T}_{Pol,t}$	Custos do operador da rede de transporte em Portugal continental, previstos para o ano *t*, decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, calculados de acordo com a expressão (10) do Artigo 74.º
$\tilde{R}^{T}_{GP,t}$	Custos do operador da rede de transporte em Portugal continental, previstos para o ano *t*, decorrentes do mecanismo de garantia de potência, calculados de acordo com o Artigo 76.º
TWh^{UGS1}_t	Preço da energia activa entregue no período horário *h* da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano *t*
TWh^{UGS2}_t	Preço da energia activa entregue no período horário *h* da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano *t*
TWh'^{UGS3}_t	Preço da energia activa entregue no período horário *h'* da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano *t*
Wh_t	Energia activa entregue no período horário *h*, prevista para o ano *t*
Wh'_t	Energia activa entregue no período horário *h'*, prevista para o ano *t*.

3 - Os preços de energia da parcela I e da parcela II da tarifa de Uso Global de Sistema não apresentam diferenciação horária.

4 - A estrutura dos preços de energia da parcela III da tarifa de Uso Global de Sistema deve repercutir a estrutura do diferencial entre o custo marginal de produção e o custo marginal de energia.

5 - Todas as entregas estabelecidas nos números anteriores devem ser referidas à saída da RNT.

Artigo 117.º

Encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte, relativos aos CMEC

1 - Os encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a facturar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT são calculados nos termos do presente artigo, sem prejuízo do disposto no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.

2 - Os encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a facturar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT são obtidos por aplicação do preço do termo de potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema definido no Artigo 118.º às quantidades físicas envolvidas, de acordo com a seguinte expressão:

$$Enc_m^{CMEC} = \sum_n \sum_i Pc_{i_{n,m}} \times TPc_t^{UGS2\,Prod} \qquad (102)$$

com:

n — Nível de tensão n (n = MAT, AT, MT e BT)

i — Opções tarifárias i do nível de tensão n

em que:

Enc_m^{CMEC} — Encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a facturar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, no mês m

$Pc_{i_{n,m}}$ — Potência contratada das entregas a clientes do nível de tensão n e, no caso dos clientes dos comercializadores de último recurso, da opção tarifária i, no mês m

$TPc_t^{UGS2\,Prod}$ — Parcela do preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos pagamentos dos CMEC previstos no Decreto-Lei n.º 240/2004, no ano t, definido no Artigo 118.º.

Artigo 118.º

Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

1 - Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes são os que resultam da conversão dos preços calculados no n.º 2, para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, por aplicação dos factores de ajustamento para perdas, e tendo por base os diagramas de carga tipo referidos no n.º 5.

2 - Os preços das parcelas I, II e III da tarifa de Uso Global do Sistema a considerar para a conversão referida no número anterior, são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 4 proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, definido no Artigo 79.º, de acordo com as seguintes expressões:

$$\tilde{R}^{D}_{UGS1,\,t} = \sum_{h} Wh_{MAT,t} \times \left(1+\gamma^{h}_{\mathrm{MAT/AT}}\right)^{-1} \times TWh^{UGS1}_{t} + \\ + \sum_{n}\sum_{i}\sum_{h} Wh_{i_{n,t}} \times \prod_{j}\left(1+\gamma^{h}_{j}\right) \times TWh^{UGS1}_{t} \qquad (103)$$

$$\tilde{R}W^{D}_{UGS2,\,t} - \tilde{S}PRE^{FER}_{CVEE,\,t} - DT^{D}_{06Pol,\,t} - DT^{D}_{07Pol,\,t} = \\ = \sum_{h} Wh_{MAT,t} \times \left(1+\gamma^{h}_{\mathrm{MAT/AT}}\right)^{-1} \times TWh^{UGS2}_{t} + \sum_{n}\sum_{i}\sum_{h} Wh_{i_{n,t}} \times \prod_{j}\left(1+\gamma^{h}_{j}\right) \times TWh^{UGS2}_{t} \qquad (104)$$

$$\tilde{S}PRE^{FER}_{CVEE,t} \times \frac{NC_{MAT,t}}{\sum_{p}\sum_{i} NC_{i_{p,t}}} = \sum_{h} Wh_{MAT,t} \times \left(1+\gamma^{h}_{\mathrm{MAT/AT}}\right)^{-1} \times TWFERh^{UGS2}_{MAT,t} \qquad (105)$$

$$\tilde{S}PRE^{FER}_{CVEE,t} \; \frac{\sum_{i} NC_{i_{q,t}}}{\sum_{p}\sum_{i} NC_{i_{p,t}}} = \sum_{q}\sum_{i}\sum_{h} Wh_{i_{n,t}} \times \prod_{j}\left(1+\gamma^{h}_{j}\right) \times TWFERh^{UGS2}_{q,t} \qquad (106)$$

$$DT^{D}_{06Pol,t} = \sum_{u}\sum_{h} Wh_{u_{BT,t}} \times \prod_{j}\left(1+\gamma^{h}_{j}\right) \times TWDT06^{UGS2}_{BT,t} \qquad (107)$$

$$DT^{D}_{07Pol,t} = \sum_{v}\sum_{h} Wh_{v_{BTN,t}} \times \prod_{j}\left(1+\gamma^{h}_{j}\right) \times TWDT07^{UGS2}_{BTN,t} \qquad (108)$$

$$TPc^{UGS2}_{t} = TPc^{UGS2\,Prod}_{t} + TPc^{UGS2\,Alisam}_{t} \qquad (109)$$

$$\tilde{R}P^{D}_{UGS2,t} - \tilde{P}A_{CMEC,t} = \sum_{m}\sum_{k} Pc_{k_{m,t}} \times TPc^{UGS2\,Prod}_{t} \qquad (110)$$

$$\tilde{P}A_{CMEC,t} = \sum_{m}\sum_{k} Pc_{k_{m,t}} \times TPc_{t}^{UGS2\ Alisam} \quad (111)$$

$$\tilde{R}P^{D}_{UGS2,t} = \sum_{m}\sum_{k} Pc_{k_{m,t}} \times TPc_{t}^{UGS2} \quad (112)$$

$$\tilde{R}^{D}_{UGS3,t} = \sum_{h'} Wh'_{MAT,t} \times \left(1+\gamma^{h'}_{\mathrm{MAT/AT}}\right)^{-1} \times TWh'^{UGS3}_{t} + + \sum_{n}\sum_{i}\sum_{h'} Wh'_{i_{n,t}} \times \prod_{j}\left(1+\gamma^{h'}_{j}\right) \times TWh'^{UGS3}_{t} \quad (113)$$

em que:

$$TWh^{UGS2}_{a,t} = TWh^{UGS2}_{t} + TWFERh^{UGS2}_{a,t} \quad (114)$$

$$TWh^{UGS2}_{BTE,t} = TWh^{UGS2}_{t} + TWFERh^{UGS2}_{BTE,t} + TWDT06^{UGS2}_{BT,t} \quad (115)$$

$$TWh^{UGS2}_{BTN>2.3,t} = TWh^{UGS2}_{t} + TWFERh^{UGS2}_{BTN,t} + TWDT06^{UGS2}_{BT,t} + TWDT07^{UGS2}_{BTN,t} \quad (116)$$

$$TWh^{UGS2}_{BTN\leq 2.3,t} = TWh^{UGS2}_{t} + TWDT06^{UGS2}_{BT,t} + TWDT07^{UGS2}_{BTN,t} \quad (117)$$

com:

a	Nível de tensão *a* (*a* = MAT, AT e MT)
m	Nível de tensão ou tipo de fornecimento *m* (*m* = MAT, AT, MT, BTE e BTN)
n	Nível de tensão ou tipo de fornecimento *n* (*n* = AT, MT, BTE e BTN)
p	Nível de tensão ou tipo de fornecimento *p* (*p* = MAT, AT, MT, BTE e BTN excluindo os fornecimentos com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA)
q	Nível de tensão ou tipo de fornecimento *q* (*q* = AT, MT, BTE e BTN excluindo os fornecimentos com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA)
i	Opções tarifárias *i* do nível de tensão *n*
u	Opções tarifárias u do nível de tensão BT

v Opções tarifárias v do tipo de fornecimento BTN

k Opções tarifárias k do nível de tensão m

h Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

h' Período horário h' (h' = horas de ponta e cheias)

j Nível de tensão j (j = AT, MT e BT com $j \geq n$)

em que:

$\tilde{R}^{D}_{UGS1,\mathrm{t}}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t

$\tilde{R}W^{D}_{UGS2,\mathrm{t}}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t

$DT^{D}_{06Pol,t}$ Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, a recuperar pelo operador da rede de distribuição no ano t

$DT^{D}_{07Pol,t}$ Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, a recuperar pelo operador da rede de distribuição no ano t

$\tilde{S}PRE^{FER}_{CVEE,\mathrm{t}}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, previstos para o ano t

$\tilde{R}P^{D}_{UGS2,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação do preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t

$\tilde{P}A_{CMEC,t}$ Componente de alisamento dos CMEC, prevista para o ano t

$\tilde{R}^{D}_{UGS3,\mathrm{t}}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t

$Wh_{MAT,t}$ Energia activa entregue no período horário *h* a clientes em MAT, prevista para o ano *t*

$Wh'_{MAT,t}$ Energia activa entregue no período horário *h'* a clientes em MAT, prevista para o ano *t*

$Wh_{i_{n,t}}$ Energia activa entregue no período horário *h* a clientes do nível de tensão *n* e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária *i*, prevista para o ano *t*

$Wh'_{i_{n,t}}$ Energia activa entregue no período horário *h'* a clientes do nível de tensão *n* e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária *i*, prevista para o ano *t*

$Wh_{u_{BT,t}}$ Energia activa entregue no período horário *h* a clientes do nível de tensão de BT e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária *u*, prevista para o ano *t*

$Wh_{v_{BTN,t}}$ Energia activa entregue no período horário *h* a clientes do tipo de fornecimento BTN e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária *v*, prevista para o ano *t*

$NC_{MAT,t}$ Somatório do número de clientes em cada mês em MAT, previsto para o ano *t*

$NC_{i_{q,t}}$ Somatório do número de clientes em cada mês da opção tarifária *i* no nível de tensão ou tipo de fornecimento *q* (com excepção dos clientes em BT com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA), previsto para o ano *t*

$Pc_{k_{m,t}}$ Potência contratada das entregas a clientes do nível de tensão *m* e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária *k*, prevista para o ano *t*

TWh_t^{UGS1} Preço aplicável à energia activa do período horário *h* da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano *t*

TWh_t^{UGS2} Preço aplicável à energia activa do período horário *h* da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema comum a todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento, no ano *t*

$TWFERh_{MAT,t}^{UGS2}$ Preço aplicável à energia activa do período horário *h* da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa ao sobrecusto da produção em regime especial

de origem renovável em MAT, no ano *t*

$TWFERh_{q,t}^{UGS2}$ Preço aplicável à energia activa do período horário *h* da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa ao sobrecusto da produção em regime especial de origem renovável no nível de tensão ou tipo de fornecimento *q* (com excepção dos clientes em BT com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA), no ano *t*

$TWDT06_{BT,t}^{UGS2}$ Preço aplicável à energia activa da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa ao défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, no ano *t*

$TWDT07_{BTN,t}^{UGS2}$ Preço aplicável à energia activa da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa ao défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2007, no ano *t*

$TWh_{a,t}^{UGS2}$ Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável à energia activa do período horário *h* do nível de tensão *a*, no ano *t*

$TWh_{BTE,t}^{UGS2}$ Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável à energia activa do período horário *h* das entregas a clientes de BTE , no ano *t*

$TWh_{BTN>2.3,t}^{UGS2}$ Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável à energia activa do período horário *h* das entregas a clientes de BTN com potência contratada superior a 2,3 kVA, no ano *t*

$TWh_{BTN\leq 2.3,t}^{UGS2}$ Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável à energia activa m das entregas a clientes de BTN com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA, no ano *t*

TPc_{t}^{UGS2} Preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual, no ano *t*

$TPc_{t}^{UGS2\,Prod}$ Parcela do preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual no âmbito do Decreto-Lei n.º 240/2004, no ano *t*

$TPc_{t}^{UGS2\,Alisam}$ Parcela do preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual no âmbito do mecanismo de alisamento, no ano *t*

TWh'^{UGS3}_{t} Preço aplicável à energia activa do período horário *h’* da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano *t*

γ_{j}^{h} Factor de ajustamento para perdas no período horário *h* no nível de tensão *j*

$\gamma_{j}^{h'}$ Factor de ajustamento para perdas no período horário *h'* no nível de tensão *j*

$\gamma_{MAT/AT}^{h}$ Factor de ajustamento para perdas no período horário *h* relativo à transformação de MAT/AT, de acordo com a expressão (97)

$\gamma_{MAT/AT}^{h'}$ Factor de ajustamento para perdas no período horário *h'* relativo à transformação de MAT/AT, de acordo com a expressão (97).

3 - A estrutura dos preços de energia da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema deve repercutir a estrutura do diferencial entre o custo marginal de produção e o custo marginal de energia, nos termos do estabelecido no Artigo 116.º.

4 - As quantidades a considerar no cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema são as energias activas entregues a clientes, devidamente ajustadas para perdas até à saída da RNT, e as potências contratadas associadas a essas entregas, previstas para o ano *t*.

5 - Para efeitos do número anterior são considerados diagramas de carga tipo com uma desagregação por período tarifário idêntica à da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.

Secção III
Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte

Artigo 119.º
Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

1 - Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de proveitos permitidos ao operador da rede de transporte, definidos no Artigo 77.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{T}_{URT,t} = \left(\sum_{n} Pc_{n,t} \times TPc^{URT}_{n,t} + Pp_{n,t} \times TPp^{URT}_{n,t} + \right.$$
$$\left. + \sum_{h} Wh_{n,t} \times TWh^{URT}_{n,t} + Wrf_{n,t} \times TWrf^{URT}_{n,t} + Wrr_{n,t} \times TWrr^{URT}_{n,t} \right) \quad (118)$$

com:

n	Nível de tensão *n* (*n* = MAT e AT)
h	Período horário *h* (*h* = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

em que:

$\tilde{R}^{T}_{URT,t}$	Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, previstos para o ano *t*
$Pc_{n,t}, Pp_{n,t}$	Potência contratada e potência em horas de ponta das entregas no nível de tensão *n*, previstas para o ano *t*
$TPc^{URT}_{n,t}$	Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão *n*, no ano *t*
$TPp^{URT}_{n,t}$	Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão *n*, no ano *t*
$TWh^{URT}_{n,t}$	Preço da energia activa entregue no período horário *h* da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n, no ano *t*
$Wh_{n,t}$	Energia activa no período horário *h* das entregas no nível de tensão n, previstas para o ano *t*
$Wrf_{n,t}$	Energia reactiva fornecida nas ligações das subestações do operador da rede de transporte às redes do operador da rede de distribuição em MT e AT e nas ligações das instalações dos clientes em MAT
$TWrf^{URT}_{n,t}$	Preço da energia reactiva fornecida da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão *n*, no ano *t*
$Wrr_{n,t}$	Energia reactiva recebida nas ligações das subestações do operador da rede de transporte às redes do operador da rede de distribuição em MT e AT e nas ligações das instalações dos clientes em MAT

$TWrr_{n,t}^{URT}$ Preço da energia reactiva recebida da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão *n,* no ano *t.*

repercutindo, na estrutura dos preços de potência da tarifa de Uso da Rede de Transporte, a estrutura dos custos incrementais de potência por aplicação de um factor multiplicativo, através das seguintes expressões:

$$TPc_{AT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci\ Pc_{AT}^{URT} \quad (119)$$

$$TPp_{AT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci\ Pp_{AT}^{URT} \quad (120)$$

em que:

$Ci\ Pc_{AT}^{URT}$ Custo incremental da potência contratada na rede de transporte em AT

$Ci\ Pp_{AT}^{URT}$ Custo incremental da potência em horas de ponta na rede de transporte em AT

k_t^{URT} Factor a aplicar ao custo incremental das potências da rede de transporte em AT, no ano *t.*

impondo que os preços da potência contratada e da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT sejam iguais aos aplicáveis pelo operador da rede de distribuição em MT e AT aos clientes em MAT, estabelecidos no Artigo 120.º.

2 - Os preços de energia activa das tarifas de Uso da Rede de Transporte são calculados através da seguinte expressão:

$$TWh_{MAT,t}^{URT} = \gamma_{MAT}^{h} \times TWh_t \quad (121)$$

$$TWh_{AT,t}^{URT} = \gamma_{AT/RNT}^{h} \times TWh_t \quad (122)$$

em que:

γ_{MAT}^{h} Factor de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT, no período horário *h*

$\gamma_{AT/RNT}^{h}$ Factor de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT incluindo a transformação de MAT/AT, no período horário *h*

TWh_t Preço marginal da energia activa entregue no período horário *h* à entrada da RNT, no ano *t*.

3 - Todas as entregas estabelecidas no n.º 1 devem ser referidas à saída da RNT.

Artigo 120.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes

1 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes são os que resultam da conversão dos preços calculados no n.º 2, para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, por aplicação dos factores de ajustamento para perdas.

2 - Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a considerar para a conversão referida no número anterior são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas nos n.os 4 e 5 proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, definidos no Artigo 81.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{URT,t} = Pc_{MAT,t} \times TPc^{URT}_{MAT,t} + Pp_{MAT,t} \times TPp^{URT}_{MAT,t} + \sum_{h} Wh_{MAT,t} \times TWh^{URT}_{MAT,t} + \\ + Wrf_{MAT,t} \times TWrf^{URT}_{MAT,t} + Wrr_{MAT,t} \times TWrr^{URT}_{MAT,t} + \\ + \sum_{n}\sum_{i} Pp_{i_{n,t}} \times \prod_{j}\left(1+\gamma^{p}_{j}\right) \times \left[TPp^{URT}_{AT,t} + \left(1+\delta_{MAT}\right) \times TPc^{URT}_{AT,t}\right] + \\ + \sum_{n}\sum_{i}\sum_{h} Wh_{i\,n,t} \times \prod_{j}\left(1+\gamma^{h}_{j}\right) \times TWh^{URT}_{AT,t} \qquad (123)$$

com:

n Nível de tensão *n* (*n* = AT, MT e BT)

i Opções tarifárias *i* do nível de tensão *n*

p Período horário *p* (*p* = horas de ponta)

j Nível de tensão *j* (*j* = AT, MT e BT com $j \geq n$)

h Período horário *h* (*h* = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

em que:

$\tilde{R}^{D}_{URT,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes, previstos para o ano *t*

$Pc_{MAT,t}$ Potência contratada das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano *t*

$Pp_{MAT,t}$ Potência em horas de ponta das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano *t*

$TPc^{URT}_{MAT,t}$ Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano *t*

$TPp^{URT}_{MAT,t}$ Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano *t*

$Wh_{MAT,t}$ Energia activa entregue a clientes em MAT no período horário *h*, prevista para o ano *t*

$TWh^{URT}_{MAT,t}$ Preço da energia activa entregue no período horário *h* da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano *t*

$Wrf_{MAT,t}$ Energia reactiva fornecida das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano *t*

$TWrf^{URT}_{MAT,t}$ Preço da energia reactiva fornecida da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano *t*

$Wrr_{MAT,t}$ Energia reactiva recebida das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano *t*

$TWrr^{URT}_{MAT,t}$ Preço da energia reactiva recebida da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano *t*

$Pp_{i_{n},t}$ Potência em horas de ponta das entregas a clientes do nível de tensão *n* e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária *i*, previstas para o ano *t*

$TPc^{URT}_{AT,t}$ Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, no ano *t*

$TPp^{URT}_{AT,t}$ Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte

em AT, no ano t

γ_j^p Factor de ajustamento para perdas no período horário p no nível de tensão j

$Wh_{i\,n,t}$ Energia activa entregue no período horário h a clientes do nível de tensão n e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, prevista para o ano t

$TWh_{AT,t}^{URT}$ Preço da energia activa entregue no período horário h da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, no ano t

γ_j^h Factor de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão j

$\gamma_{MAT/AT}^h$ Factor de ajustamento para perdas na RNT relativo à transformação de MAT/AT, no período horário h, de acordo com a expressão (97)

δ_{MAT} Factor que relaciona, por efeito de simultaneidade, a potência média em horas de ponta entregue a clientes no nível de tensão de jusante com a potência contratada desse nível de tensão.

repercutindo, na estrutura dos preços de potência da tarifa de Uso da Rede de Transporte, a estrutura dos custos incrementais de potência por aplicação de um factor multiplicativo através das seguintes expressões:

$$TPc_{MAT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci\,Pc_{MAT}^{URT} \tag{124}$$

$$TPp_{MAT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci\,Pp_{MAT}^{URT} \tag{125}$$

$$TPc_{AT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci\,Pc_{AT}^{URT} \tag{126}$$

$$TPp_{AT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci\,Pp_{AT}^{URT} \tag{127}$$

em que:

$Ci\,Pc_{MAT}^{URT}$ Custo incremental da potência contratada na rede de transporte em MAT

$Ci\,Pp_{MAT}^{URT}$ Custo incremental da potência em horas de ponta na rede de transporte em MAT

$Ci\ Pc_{AT}^{URT}$ Custo incremental da potência contratada na rede de transporte em AT

$Ci\ Pp_{AT}^{URT}$ Custo incremental da potência em horas de ponta na rede de transporte em AT

k_t^{URT} Factor a aplicar ao custo incremental das potências da rede de transporte em MAT e AT, no ano *t*.

3 - Os preços de energia activa das tarifas de Uso da Rede de Transporte são calculados através da seguinte expressão:

$$TWh_{MAT,t}^{URT} = \gamma_{MAT}^{h} \times TWh_t \quad (128)$$

$$TWh_{AT,t}^{URT} = \gamma_{AT/RNT}^{h} \times TWh_t \quad (129)$$

em que:

γ_{MAT}^{h} Factor de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT, no período horário *h*

$\gamma_{AT/RNT}^{h}$ Factor de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT incluindo a transformação de MAT/AT, no período horário *h*

TWh_t Preço marginal da energia activa entregue no período horário *h* à entrada da RNT, no ano *t*.

4 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte são as potências contratadas, as potências em horas de ponta e as energias activas das entregas a clientes, previstas para o ano *t*, devidamente ajustadas para perdas e referidas à saída da RNT.

5 - No cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte em MAT consideram-se também as quantidades de energia reactiva.

6 - Nas entregas a clientes em AT e nos níveis de tensão inferiores, o preço da potência contratada aplica-se à potência em horas de ponta através de um factor de simultaneidade e a energia reactiva não é facturada.

7 - Para efeitos do n.º 2 são considerados diagramas de carga tipo desagregados em quatro períodos horários.

Secção IV

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição

Artigo 121.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes

1 - Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e MT a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes são os que resultam da conversão dos preços calculados no n.º 2, para os níveis de tensão a jusante e opções tarifárias por aplicação dos factores de ajustamento para perdas.

2 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT, de Uso da Rede de Distribuição em MT e de Uso da Rede de Distribuição em BT, a considerar para a conversão referida no número anterior, são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 4 proporcione o montante de proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, definidos no Artigo 82.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{URD,t} = \tilde{R}^{D-NT}_{URD,t} + \tilde{R}^{D-BT}_{URD,t} \quad (130)$$

$$\tilde{R}^{D-NT}_{URD,t} = \tilde{R}_{URD_{AT},t} + \tilde{R}_{URD_{MT},t} \quad (131)$$

$$\tilde{R}^{D-BT}_{URD,t} = \tilde{R}_{URD_{BT},t} \quad (132)$$

em que:

$\tilde{R}^{D}_{URD,t}$ Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, previstos para o ano *t*

$\tilde{R}^{D-NT}_{URD,t}$ Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT e MT, previstos para o ano *t*

$\tilde{R}^{D-BT}_{URD,t}$ Proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT, previstos para o ano *t*

$\tilde{R}_{URD_{AT},t}$ Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT, previstos para o ano *t*

$\tilde{R}_{URD_{MT,t}}$ Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT, previstos para o ano *t*

$\tilde{R}_{URD_{BT,t}}$ Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, previstos para o ano *t*.

e

$$\begin{aligned}\tilde{R}_{URD_{AT,t}} = & \sum_i \Big(Pc_{i_{AT,t}} \times TPc_{AT,t}^{URD} + Pp_{i\ AT,t} \times TPp_{AT,t}^{URD} + \sum_h Wh_{AT,t} \times TWh_{AT,t}^{URD} + \\ & + Wrf_{i_{AT,t}} \times TWrf_{AT,t}^{URD} + Wrr_{i_{AT,t}} \times TWrr_{AT,t}^{URD}\Big) + \\ & + \sum_n \sum_i Pp_{i_{n,t}} \times \prod_j \left(1 + \gamma_j^p\right) \times \left(TPp_{AT,t}^{URD}\right) + \\ & + \sum_n \sum_i Pp_{i_{n,t}} \times \prod_j \left(1 + \gamma_j^p\right) \times \left(1 + \delta_{AT}\right) \times TPc_{AT,t}^{URD} \\ & + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i\ n,t} \times \prod_j \left(1 + \gamma_j^h\right) \times TWh_{AT,t}^{URD}\end{aligned} \tag{133}$$

$$\begin{aligned}\tilde{R}_{URD_{MT,t}} = & \sum_i \Big(Pc_{i_{MT,t}} \times TPc_{MT,t}^{URD} + Pp_{i_{MT,t}} \times TPp_{MT,t}^{URD} + \sum_h Wh_{MT,t} \times TWh_{MT,t}^{URD} + \\ & + Wrf_{i_{MT,t}} \times TWrf_{MT,t}^{URD} + Wrr_{i_{MT,t}} \times TWrr_{MT,t}^{URD}\Big) + \\ & + \sum_i Pp_{i_{BT,t}} \times \left(1 + \gamma_{BT}^p\right) \times TPp_{MT,t}^{URD} + \\ & + \sum_i Pp_{i_{BT,t}} \times \left(1 + \gamma_{BT}^p\right) \times \left(1 + \delta_{MT}\right) \times TPc_{MT,t}^{URD} + \\ & + \sum_i \sum_h Wh_{i\ BT,t} \times \left(1 + \gamma_{BT}^h\right) \times TWh_{MT,t}^{URD}\end{aligned} \tag{134}$$

$$\begin{aligned}\tilde{R}_{URD_{BT,t}} = & \sum_i \Big(Pc_{i_{BT,t}} \times TPc_{BT,t}^{URD} + Pp_{i_{BT,t}} \times TPp_{BT,t}^{URD} + \sum_h Wh_{BT,t} \times TWh_{BT,t}^{URD} + \\ & + Wrf_{i_{BT,t}} \times TWrf_{BT,t}^{URD} + Wrr_{i_{BT,t}} \times TWrr_{BT,t}^{URD}\Big)\end{aligned} \tag{135}$$

com:

n Nível de tensão *n* (*n* = MT e BT)

i Opções tarifárias *i* de cada nível de tensão AT, MT e BT

p Período horário *p* (*p* = horas de ponta)

j Nível de tensão *j* (*j* = MT e BT com $j \geq n$)

h Período horário *h* (*h* = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

com m = AT, MT e BT:

$TPc_{m,t}^{URD}$ Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão *m*, no ano *t*

$TPp_{m,t}^{URD}$ Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão *m*, no ano *t*

$TWh_{m,t}^{URD}$ Preço da energia activa entregue no período horário *h* da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão *m*, no ano *t*

$TWrf_{m,t}^{URD}$ Preço da energia reactiva fornecida da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão *m*, no ano *t*

$TWrr_{m,t}^{URD}$ Preço da energia reactiva recebida da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão *m,* no ano *t*

$Pc_{i_{m,t}}$ Potência contratada das entregas a clientes do nível de tensão *m* e, no caso de clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária *i*, previstas para o ano *t*

$Pp_{i_{m,t}}$ Potência em horas de ponta das entregas a clientes do nível de tensão *m* e, no caso de clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária *i*, previstas para o ano *t*

$Wh_{i\,m,t}$ Energia activa das entregas no período horário *h* a clientes do nível de tensão m e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária *i*, previstas para o ano *t*

$Wrf_{i_{m,t}}$ Energia reactiva fornecida das entregas a clientes do nível de tensão *m* e, no caso de clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária *i*, previstas para o ano *t*

$Wrr_{i_{m,t}}$ Energia reactiva recebida das entregas a clientes do nível de tensão *m* e, no caso de clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária *i*, previstas para o ano *t*

$\gamma_j^p, \gamma_{BT}^p$ Factor de ajustamento para perdas no período horário *p* no nível de tensão *j* (BT)

$\gamma_j^h, \gamma_{BT}^h$ Factor de ajustamento para perdas no período horário *h* no nível de tensão *j* (BT)

δ_{AT}, δ_{MT} — Factores que relacionam, por efeito de simultaneidade, a potência contratada do nível de tensão (AT e MT) com a potência média em horas de ponta entregue a clientes nos níveis de tensão de jusante.

repercutindo, na estrutura dos preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a estrutura dos custos incrementais de potência da seguinte forma:

a) Em AT e MT por aplicação de um factor multiplicativo comum de acordo com as seguintes expressões:

$$TPc_{n,t}^{URD} = k_t^{URD-NT} \times Ci\ Pc_n^{URD} \quad (136)$$

$$TPp_{n,t}^{URD} = k_t^{URD-NT} \times Ci\ Pp_n^{URD} \quad (137)$$

com:

n — Nível de tensão *n* (*n* = AT e MT)

em que:

$Ci\ Pc_n^{URD}$ — Custo incremental da potência contratada da rede de distribuição do nível de tensão *n*

$Ci\ Pp_n^{URD}$ — Custo incremental da potência em horas de ponta da rede de distribuição do nível de tensão *n*

k_t^{URD-NT} — Factor a aplicar ao custo incremental das potências das redes de distribuição em AT e MT, no ano *t*.

b) Em BT por aplicação de um factor multiplicativo comum de acordo com as seguintes expressões:

$$TPc_{BT,t}^{URD} = k_t^{URD-BT} \times Ci\ Pc_{BT}^{URD} \quad (138)$$

$$TPp_{BT,t}^{URD} = k_t^{URD-BT} \times Ci\ Pp_{BT}^{URD} \quad (139)$$

em que:

$Ci\ Pc_{BT}^{URD}$ — Custo incremental da potência contratada da rede de distribuição em BT

$Ci\ Pp_{BT}^{URD}$ — Custo incremental da potência em horas de ponta da rede de distribuição em BT

k_t^{URD-BT} Factor a aplicar ao custo incremental das potências da rede de distribuição em BT, no ano *t*.

3 - Os preços de energia activa das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são calculados através da seguinte expressão:

$$TWh_{AT,t}^{URD} = \gamma_{AT}^{h} \times TWh_t \quad (140)$$

$$TWh_{MT,t}^{URT} = \gamma_{MT}^{h} \times TWh_t \quad (141)$$

$$TWh_{BT,t}^{URT} = \gamma_{BT}^{h} \times TWh_t \quad (142)$$

em que:

γ_{AT}^{h} Factor de ajustamento para perdas na rede de AT, no período horário *h*

γ_{MT}^{h} Factor de ajustamento para perdas na rede de MT, no período horário *h*

γ_{BT}^{h} Factor de ajustamento para perdas na rede de BT, no período horário *h*

TWh_t Preço marginal da energia activa entregue no período horário *h* à entrada da RNT, no ano *t*.

4 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são as potências contratadas, as potências em horas de ponta e as energias activas, devidamente ajustadas para perdas até à saída de cada uma das redes, e as energias reactivas das entregas a clientes.

5 - Na aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT às entregas em MT e BT, o preço da potência contratada aplica-se à potência em horas de ponta através de um factor de simultaneidade e a energia reactiva não é facturada.

6 - Na aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT às entregas em BT, o preço da potência contratada aplica-se à potência em horas de ponta através de um factor de simultaneidade e a energia reactiva não é facturada.

7 - Para efeitos dos números anteriores são considerados diagramas de carga tipo desagregados em quatro períodos horários.

Secção V
Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização

Artigo 122.º
Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização a aplicar pelos comercializadores de último recurso

1 - Os preços das tarifas de Comercialização são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 proporcione o montante de proveitos permitidos ao comercializador de último recurso na actividade de Comercialização, definidos no Artigo 86.º, de acordo com as seguintes expressões:

$$\tilde{R}^{CR}_{C_{NT},t} = \sum_n \sum_i NC_{i_{n,t}} \times TF^{C}_{NT,t} + \sum_n \sum_i W_{i_{n,t}} \times TW^{C}_{NT,t} \qquad (143)$$

$$\tilde{R}^{CR}_{C_{BTE},t} = \sum_i NC_{i_{BTE,t}} \times TF^{C}_{BTE,t} + \sum_i W_{i_{BTE,t}} \times TW^{C}_{BTE,t} \qquad (144)$$

$$\tilde{R}^{CR}_{C_{BTN},t} = \sum_i NC_{i_{BTN,t}} \times TF^{C}_{BTN,t} + \sum_i W_{i_{BTN,t}} \times TW^{C}_{BTN,t} \qquad (145)$$

com:

n — Nível de tensão n (n = MAT, AT e MT)

i — Opções tarifárias i do nível de tensão n, ou dos fornecimentos em BTE, ou dos fornecimentos em BTN

em que:

$\tilde{R}^{CR}_{C_{NT},t}$ — Proveitos permitidos da actividade de Comercialização em MAT, AT e MT, previstos para o ano t

$\tilde{R}^{CR}_{C_{BTE},t}$ — Proveitos permitidos da actividade de Comercialização em BTE, previstos para o ano t

$\tilde{R}^{CR}_{C_{BTN},t}$ — Proveitos permitidos da actividade de Comercialização em BTN, previstos para o ano t

$TF^{C}_{NT,t}$ — Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT, no ano t

$TF^{C}_{BTE,t}$ Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização em BTE, no ano *t*

$TF^{C}_{BTN,t}$ Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização em BTN, no ano *t*

$TW^{C}_{NT,t}$ Preço aplicável à energia activa da tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT, no ano *t*

$TW^{C}_{BTE,t}$ Preço aplicável à energia activa da tarifa de Comercialização em BTE, no ano *t*

$TW^{C}_{BTN,t}$ Preço aplicável à energia activa da tarifa de Comercialização em BTN, no ano *t*

$NC_{i_{n},t}$ Somatório do número de clientes do comercializador de último recurso em cada mês no nível de tensão *n* e da opção tarifária *i*, previsto para o ano *t*

$NC_{i_{BTE},t}$ Somatório do número de clientes do comercializador de último recurso em cada mês da opção tarifária *i* de BTE, previsto para o ano *t*

$NC_{i_{BTN},t}$ Somatório do número de clientes do comercializador de último recurso em cada mês da opção tarifária *i* de BTN, previsto para o ano *t*

$W_{i_{n},t}$ Energia activa dos fornecimentos das opções tarifárias *i* do nível de tensão *n*, no ano *t*

$W_{i_{BTE},t}$ Energia activa das opções tarifárias *i* dos fornecimentos em BTE, no ano *t*

$W_{i_{BTN},t}$ Energia activa das opções tarifárias *i* dos fornecimentos em BTN, no ano *t.*

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Comercialização correspondem ao número de clientes e à energia activa dos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso em cada nível de tensão e opção tarifária.

Secção VI
Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso

Artigo 123.º
Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais

1 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, no âmbito dos fornecimentos aos seus clientes de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^{TVCF} = \tilde{R}_{E,t}^{CR} + \tilde{R}_{UGS,t}^{CR} + \tilde{R}_{URT,t}^{CR} + \tilde{R}_{URD,t}^{CR} + \tilde{R}_{C,t}^{CR} \qquad (146)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{TVCF}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais, no ano *t*

$\tilde{R}_{E,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Energia, no ano *t*

$\tilde{R}_{UGS,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano *t*

$\tilde{R}_{URT,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano *t*

$\tilde{R}_{URD,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano *t*

$\tilde{R}_{C,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Comercialização, no ano *t*.

e

$$\begin{aligned}\tilde{R}_t^{TVCF} = {} & \sum_n \sum_i \Bigg[\sum_h \left(Wh_{i_{n,t}} \times TWh_{i_{n,t}}^{TVCF} \right) + Pc_{i_{n,t}} \times TPc_{i_{n,t}}^{TVCF} + Pp_{i_{n,t}} \times TPp_{i_{n,t}}^{TVCF} + \\ & + NC_{i_{n,t}} \times TF_{n,t}^{TVCF} + Wrf_{i_{n,t}} \times TWrf_{i_{n,t}}^{TVCF} + Wrr_{i_{n,t}} \times TWrr_{i_{n,t}}^{TVCF} \Bigg] + \\ & + \sum_i \left(Pc_{i_{BTN,t}} \times TPc_{i_{BTN,t}}^{TVCF} + \sum_{h'} Wh'_{i_{BTN,t}} \times TWh'^{TVCF}_{i_{BTN,t}} \right)\end{aligned} \qquad (147)$$

com:

n	Nível de tensão ou tipo de fornecimento *n* (*n* = MAT, AT, MT e BTE)
i	Opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*
h	Período horário *h* (*h* = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)
h'	Período horário *h'* (*h'* = horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias ou *h'* = horas fora de vazio e vazio para as tarifas bi-horárias ou *h'* = sem diferenciação horária para as tarifas simples, social e iluminação pública)

em que:

$Wh_{i_{n,t}}$	Energia activa fornecida no período horário *h*, na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, prevista para o ano *t*
$TWh_{i_{n,t}}^{TVCF}$	Preço da energia activa no período horário *h*, na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, no ano *t*
$Pc_{i_{n,t}}$	Potência contratada na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, prevista para o ano *t*
$TPc_{i_{n,t}}^{TVCF}$	Preço da potência contratada na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, no ano *t*
$Pp_{i_{n,t}}$	Potência em horas de ponta na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, prevista para o ano *t*
$TPp_{i_{n,t}}^{TVCF}$	Preço da potência em horas de ponta na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, no ano *t*
$NC_{i_{n,t}}$	Somatório do número de clientes em cada mês na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, previsto no ano *t*
$TF_{n,t}^{TVCF}$	Preço do termo tarifário fixo no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, no ano *t*
$Wrf_{i_{n,t}}$	Energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, prevista para o ano *t*
$TWrf_{i_{n,t}}^{TVCF}$	Preço da energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária *i*, no nível de

tensão ou tipo de fornecimento *n*, no ano *t*

$Wrr_{i_{n,t}}$ Energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, prevista para o ano *t*

$TWrr_{i_{n,t}}^{TVCF}$ Preço da energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, no ano *t*

$Pc_{i_{BTN,t}}$ Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária *i* de BTN, prevista para o ano *t*

$TPc_{i_{BTN,t}}^{TVCF}$ Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária *i* de BTN, no ano *t*

$Wh'_{i_{BTN,t}}$ Energia activa fornecida no período horário *h'* na opção tarifária *i* de BTN, prevista para o ano *t*

$TWh'^{TVCF}_{i_{BTN,t}}$ Preço da energia activa no período horário *h'*, na opção tarifária *i* de BTN, no ano *t.*

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais são determinadas pelo número de clientes, pelas potências contratadas, potências em horas de ponta, energias activas e reactivas por período tarifário relativas aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso, discriminadas por opção tarifária, nível de tensão e tipo de fornecimento, previstas para o ano *t*.

3 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais devem resultar da soma dos preços das tarifas por actividade, aplicáveis em cada nível de tensão e tipo de fornecimento, e por opção tarifária, pelos comercializadores de último recurso: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifas de Uso da Rede de Distribuição e tarifa de Comercialização.

4 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais são estabelecidos anualmente.

Artigo 124.º
Mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas

1 - A aplicação do sistema tarifário aditivo às tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso nos termos do n.º 3 do Artigo 123.º, deve ser efectuada de forma gradual, através da utilização do mecanismo estabelecido no presente artigo.

2 - Para efeitos de convergência para tarifas aditivas, calculam-se as seguintes variações tarifárias:

a) Variação tarifária global

$$\delta = \frac{\tilde{R}_t^{TVCF}}{\sum_n \sum_i \sum_x Tx_{i_{n,t-1}} \times Qx_{i_{n,t}}} \qquad (148)$$

e

$$\tilde{R}_t^{TVCF} = \sum_n \sum_i \sum_x Tx_{i_{n,t}} \times Qx_{i_{n,t}} \qquad (149)$$

com:

n	Nível de tensão ou tipo de fornecimento *n* (*n* = MAT, AT, MT, BTE e BTN)
i	Opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*
x	Termo tarifário x da opção tarifária *i,* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*

em que:

δ	Variação tarifária global das tarifas de Venda a Clientes Finais
$\tilde{R}_t^{TVCF}$	Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais, no ano *t*
$Tx_{i_{n,t}}$	Preço do termo tarifário x da opção tarifária *i*, do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n,* no ano *t*
$Qx_{i_{n,t}}$	Quantidade do termo tarifário x da opção tarifária *i*, do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n,* no ano *t.*

b) Variação por opção tarifária associada à aplicação de tarifas aditivas

$$\delta_{i,n}^{a} = \frac{\sum_x Tx_{i_{n,t}}^{a} \times Qx_{i_{n,t}}}{\sum_x Tx_{i_{n,t-1}} \times Qx_{i_{n,t}}} \qquad (150)$$

em que:

$\delta_{i,n}^{a}$	Variação tarifária da opção tarifária *i*, do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, associada à aplicação de tarifas aditivas

$Tx^{a}_{i_{n,t}}$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária *i*, do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, resultante da aplicação de tarifas aditivas, no ano *t.*

3 - As variações tarifárias por opção tarifária *i* do tipo de fornecimento ou nível de tensão *n* ($\delta_{i,n}$) são determinadas de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta_{i,n} = Min\left[\delta^{a}_{i,n}; \Theta_{i,n} \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}}\right] \text{ se } \delta^{a}_{i,n} < \delta \qquad (151)$$

$$\delta_{i,n} = \delta - kd \times \left(\delta - \delta^{a}_{i,n}\right) \qquad (152)$$

onde kd é determinado por forma a serem recuperados os proveitos totais associados às tarifas de Venda a Clientes Finais estabelecidos no Artigo 123.º,

em que:

$\delta_{i,n}$ Variação tarifária da opção tarifária *i*, do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*

$\frac{IP_t}{IP_{t-1}}$ Evolução do índice de preços implícitos no consumo privado, no ano *t*

$\Theta_{i,n}$ Factor que estabelece o limite máximo da variação tarifária da opção tarifária *i,* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n,* no ano *t,* em função da evolução do índice de preços implícitos no consumo privado

kd Parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa associada à aplicação de tarifas aditivas.

4 - Para efeitos de determinação das variações dos preços de cada opção tarifária calculam-se as variações de preços associadas à aplicação de tarifas aditivas de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta x^{a}_{i,n} = \frac{Tx^{a}_{i_{n,t}}}{Tx_{i_{n,t-1}}} \qquad (153)$$

em que:

$\delta x^{a}_{i,n}$ Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária *i,* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, associada à aplicação de tarifas aditivas.

5 - Os preços de cada opção tarifária são determinados de acordo com as seguintes expressões:

$$Tx_{i_{n,t}} = \delta x_{i,n} \times Tx_{i_{n,t-1}} \quad (154)$$

com:

$$\delta x_{i,n} = Min\left[\delta x^{a}_{i,n} ; \Theta x_{i,n} \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}}\right] \text{ se } \delta x^{a}_{i,n} \geq \delta_{i,n} \quad (155)$$

$$\delta x_{i,n} = \delta_{i,n} - kd_i \times \left(\delta_{i,n} - \delta x^{a}_{i,n}\right) \text{ se } \delta x^{a}_{i,n} < \delta_{i,n} \quad (156)$$

onde kd_i é determinado por forma a serem recuperados os proveitos da opção tarifária *i*,

em que:

$\delta x_{i,n}$ Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária *i,* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*

$\Theta x_{i,n}$ Factor que estabelece o limite máximo da variação de cada preço, da opção tarifária *i*, do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n,* no ano *t,* em função da evolução do índice de preços implícitos no consumo privado

kd_i Parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa dos preços da opção tarifária i associada à aplicação de tarifas aditivas.

6 - Exceptua-se da aplicação deste mecanismo a tarifa social na qual o preço de energia coincide com o preço da tarifa simples de BTN ≤ 2,3 kVA e os preços de potência contratada são iguais a 25% dos preços correspondentes da tarifa simples.

7 - Sempre que o mecanismo de convergência para tarifas aditivas conduza a distorções de preços entre opções tarifárias, podem ser limitadas as variações tarifárias desses preços.

Artigo 125.º
Ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo

1 - A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais com preços transitoriamente diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da aditividade, nos termos estabelecidos no artigo anterior, conduz à necessidade de ajustar os proveitos facturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais aos proveitos permitidos e a recuperar pelo comercializador de último recurso, através do estabelecido no presente artigo.

2 - Os ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo, a incorporar nos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso no ano *t* e previstos no Artigo 84.º, são dados pelas seguintes expressões:

$$\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF} = \left[\tilde{R}_{t-1}^{TVCF} - \left(\tilde{R}_{E,t-1}^{CR} + \tilde{R}_{UGS,t-1}^{CR} + \tilde{R}_{URT,t-1}^{CR} + \tilde{R}_{URD,t-1}^{CR} + \tilde{R}_{C,t-1}^{CR}\right)\right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) \qquad (157)$$

em que:

$\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF}$ Valor previsto para o ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, no ano *t-1,* a incorporar nos proveitos do ano t.

$\tilde{R}_{t-1}^{TVCF}$ Proveitos previstos obter pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais, no ano *t-1*

$\tilde{R}_{E,t-1}^{CR}$ Proveitos previstos obter pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Energia, no ano *t-1*

$\tilde{R}_{UGS,t-1}^{CR}$ Proveitos previstos obter pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano *t-1*

$\tilde{R}_{URT,t-1}^{CR}$ Proveitos previstos obter pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano *t-1*

$\tilde{R}_{URD,t-1}^{CR}$ Proveitos previstos obter pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano *t-1*

$\tilde{R}_{C,t-1}^{CR}$ Proveitos previstos obter pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Comercialização, no ano *t-1*

i_{t-1}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

$$\Delta_{t-2}^{TVCF} = \left\{\left[Rf_{t-2}^{TVCF} - \left(R_{CVEE,t-2}^{CR} + R_{UGS,t-2}^{CR} + R_{URT,t-2}^{CR} + R_{URD,t-2}^{CR} + R_{C,t-2}^{CR}\right)\right] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^{E} + \delta_{t-2}}{100}\right) - \Delta_{prov}^{TVCF}\right\} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) \qquad (158)$$

em que:

Δ_{t-2}^{TVCF} Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, no ano *t-2*, a incorporar nos proveitos do ano *t*

Rf_{t-2}^{TVCF} Proveitos facturados pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais, no ano *t-2*

$R_{CVEE,t-2}^{CR}$ Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Energia, no ano *t-2*

$R_{UGS,t-2}^{CR}$ Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano *t-2*

$R_{URT,t-2}^{CR}$ Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano *t-2*

$R_{URD,t-2}^{CR}$ Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano *t-2*

$R_{C,t-2}^{CR}$ Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Comercialização, no ano *t-2*

i_{t-2}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano *t-2*

δ_{t-2} *Spread* no ano *t-2,* em pontos percentuais

Δ_{prov}^{TVCF} Ajustamento provisório calculado no ano *t-2* e incluído nos proveitos do ano em curso como sendo $\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF}$

i_{t-1}^{E} Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano *t-1*

δ_{t-1} *Spread* no ano *t-1,* em pontos percentuais.

Secção VII

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

Artigo 126.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

1 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades definidas no n.º 2 proporcione o montante de proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, no âmbito dos fornecimentos a clientes finais da RAA de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^{TVCFA} = \tilde{R}_{AGS,t}^{A} + \tilde{R}_{D,t}^{A} + \tilde{R}_{C,t}^{A} + SRAA_t \quad (159)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{TVCFA}$ Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano *t*

$\tilde{R}_{AGS,t}^{A}$ Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das seguintes tarifas, no ano *t*: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte

$\tilde{R}_{D,t}^{A}$ Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano *t*

$\tilde{R}_{C,t}^{A}$ Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA da tarifa de Comercialização, no ano *t*

$SRAA_t$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano *t,* a determinar de acordo com o estabelecido no n.º 9 do Artigo 127.º.

e

$$\begin{aligned}\tilde{R}_t^{TVCFA} = & \sum_n \sum_i \Bigg[\sum_h \left(Wh_{i_{n,t}} \times TWh_{i_{n,t}}^{TVCFA} \right) + Pc_{i_{n,t}} \times TPc_{i_{n,t}}^{TVCFA} + Pp_{i_{n,t}} \times TPp_{i_{n,t}}^{TVCFA} + \\ & + NC_{i_{n,t}} \times TF_{n,t}^{TVCFA} + Wrf_{i_{n,t}} \times TWrf_{i_{n,t}}^{TVCFA} + Wrr_{i_{n,t}} \times TWrr_{i_{n,t}}^{TVCFA} \Bigg] + \\ & + \sum_i \left(Pc_{i_{BTN,t}} \times TPc_{i_{BTN,t}}^{TVCFA} + \sum_{h'} Wh'_{i_{BTN,t}} \times TWh'^{TVCFA}_{i_{BTN,t}} \right)\end{aligned} \quad (160)$$

com:

n	Nível de tensão ou tipo de fornecimento *n* (*n* = MT e BTE)
i	Opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*
h	Período horário *h* (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)
h'	Período horário *h'* (*h'* = horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias, ou *h'* = horas fora de vazio e vazio para as tarifas bi-horárias, ou *h'* = sem diferenciação horária para as tarifas simples, social e iluminação pública)

em que:

$Wh_{i_{n,t}}$	Energia activa fornecida no período horário *h*, na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, prevista para o ano *t*
$TWh_{i_{n,t}}^{TVCFA}$	Preço da energia activa no período horário *h*, na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, no ano *t*
$Pc_{i_{n,t}}$	Potência contratada na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, prevista para o ano *t*
$TPc_{i_{n,t}}^{TVCFA}$	Preço da potência contratada na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, no ano *t*
$Pp_{i_{n,t}}$	Potência em horas de ponta na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, prevista para o ano *t*
$TPp_{i_{n,t}}^{TVCFA}$	Preço da potência em horas de ponta na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, no ano *t*
$NC_{i_{n,t}}$	Somatório do número de clientes em cada mês na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, previsto para o ano *t*
$TF_{n,t}^{TVCFA}$	Preço do termo tarifário fixo no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, no ano *t*
$Wrf_{i_{n,t}}$	Energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, prevista para o ano *t*
$TWrf_{i_{n,t}}^{TVCFA}$	Preço da energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, no ano *t*

$Wrr_{i_{n,t}}$ Energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, prevista para o ano *t*

$TWrr_{i_{n,t}}^{TVCFA}$ Preço da energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, no ano *t*

$Pc_{i_{BTN,t}}$ Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária *i* de BTN, prevista para o ano *t*

$TPc_{i_{BTN,t}}^{TVCFA}$ Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária *i* de BTN, no ano *t*

$Wh'_{i_{BTN,t}}$ Energia activa no período horário *h'* na opção tarifária *i* de BTN, prevista para o ano *t*

$TWh'^{TVCFA}_{i_{BTN,t}}$ Preço da energia activa entregue no período horário *h'*, na opção tarifária *i* de BTN, no ano *t.*

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são determinadas pelo número de clientes, pelas potências contratadas, potências em horas de ponta, energias activas e reactivas por período tarifário relativos aos fornecimentos a clientes finais da RAA, discriminadas por opção tarifária e nível de tensão, previstos para o ano *t*.

3 - A estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA deve resultar da estrutura da soma dos preços das tarifas por actividade de Portugal continental, aplicáveis em cada nível de tensão, tipo de fornecimento e opção tarifária: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifas de Uso da Rede de Distribuição e tarifa de Comercialização.

4 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são estabelecidos anualmente.

Artigo 127.º

Mecanismo de convergência para tarifas aditivas na RAA

1 - A aplicação do sistema tarifário aditivo às tarifas de Venda a Clientes Finais na RAA nos termos do número 3 do Artigo 126.º, deve ser efectuada de forma gradual, através da utilização do mecanismo estabelecido no presente artigo.

2 - Para efeitos de convergência para tarifas aditivas, calculam-se as seguintes variações tarifárias:

a) Variação tarifária global

$$\delta^{A} = \frac{\tilde{R}_{t}^{TVCFA}}{\sum_{n}\sum_{i}\sum_{x} Tx_{i\,n,t-1}^{A} \times Qx_{i\,n,t}^{A}} \tag{161}$$

com:

n Nível de tensão ou tipo de fornecimento *n* (*n* = MT, BTE e BTN)

i Opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*

x Termo tarifário x da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*

em que:

δ^{A} Variação tarifária global das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

$\tilde{R}_{t}^{TVCFA}$ Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano *t,* de acordo com o n.º 1 do Artigo 126.º

$Tx_{i\,n,t-1}^{A}$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n,* no ano *t-1*

$Qx_{i\,n,t-1}^{A}$ Quantidade do termo tarifário x da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n,* no ano *t-1.*

b) Variação tarifária global na RAA associada à aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento

$$\delta^{cA} = \frac{\sum_{n}\sum_{i}\sum_{x} Tx_{i_{n,t}}^{c} \times Qx_{i_{n,t}}^{A}}{\sum_{n}\sum_{i}\sum_{x} Tx_{i_{n,t-1}}^{A} \times Qx_{i_{n,t}}^{A}} \tag{162}$$

em que:

δ^{cA} Variação tarifária global na RAA associada à aplicação de tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento

$Tx_{i\,n,t-1}^{A}$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n,* no ano *t-1*

$Tx^{c}_{i\,n,t}$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n,* aplicável em Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento, no ano *t*

$Qx^{A}_{i\,n,t}$ Quantidade do termo tarifário x da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, no ano *t.*

c) Variação por opção tarifária associada à aplicação de tarifas aditivas

$$\delta^{aA}_{i,n} = \frac{\sum_{x} Tx^{a}_{i\,n,t} \times Qx^{A}_{i\,n,t}}{\sum_{x} Tx^{A}_{i\,n,t-1} \times Qx^{A}_{i\,n,t}} \qquad (163)$$

em que:

$\delta^{aA}_{i,n}$ Variação tarifária da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, associada à aplicação de tarifas aditivas

$Tx^{a}_{i\,n,t}$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n,* resultante da aplicação de tarifas aditivas, no ano *t.*

d) Variação por opção tarifária associada à aplicação de tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental na RAA, escaladas por forma a obter-se o nível de proveitos definidos no Artigo 126.º.

$$\delta^{cA}_{i,n} = \frac{\sum_{x} Tx^{c}_{i\,n,t} \times Qx^{A}_{i\,n,t}}{\sum_{x} Tx^{A}_{i\,n,t-1} \times Qx^{A}_{i\,n,t}} \times \frac{\delta^{A}}{\delta^{cA}} \qquad (164)$$

em que:

$\delta^{cA}_{i,n}$ Variação tarifária da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, associada à aplicação de tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental na RAA, escaladas por forma a obter-se a variação tarifária global.

3 - As variações tarifárias por opção tarifária *i* do tipo de fornecimento ou nível de tensão n ($\delta^{A}_{i,n}$) são determinadas de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta^{A}_{i,n} = Min\left[\delta^{cA}_{i,n} \,;\, \Theta^{A}_{i,n} \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \right] \text{ se } \delta^{cA}_{i,n} \geq \delta^{A} \qquad (165)$$

$$\delta_{i,n}^{A} = \delta^{A} - kd^{A} \times \left(\delta^{A} - \delta_{i,n}^{cA} \right) \text{ se } \delta_{i,n}^{cA} < \delta^{A} \tag{166}$$

onde kd^A é determinado por forma a serem recuperados os proveitos totais associados às tarifas de Venda a Clientes Finais estabelecidos no Artigo 126.º.

em que:

$\delta_{i,n}^{A}$ Variação tarifária da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*

$\frac{IP_t}{IP_{t-1}}$ Evolução do índice de preços implícitos no consumo privado no ano *t*

$\Theta_{i,n}^{A}$ Factor que estabelece o limite máximo da variação tarifária média da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n,* no ano *t,* em função da evolução do índice de preços implícitos no consumo privado

kd^A Parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa, associada à aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental.

4 - Para efeitos de determinação das variações dos preços de cada opção tarifária calculam-se as variações de preços associadas à aplicação de tarifas aditivas escaladas por forma a obter-se a variação determinada no número anterior, por opção tarifária, de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta x_{i,n}^{aA} = \frac{Tx_{i_{n,t}}^{a}}{Tx_{i_{n,t-1}}^{A}} \times \frac{\delta_{i,n}^{A}}{\delta_{i,n}^{aA}} \tag{167}$$

em que:

$\delta x_{i,n}^{aA}$ Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, associada à aplicação de tarifas aditivas, escaladas por forma a obter-se a variação para a opção tarifária.

5 - Os preços de cada opção tarifária são determinados de acordo com as seguintes expressões:

$$Tx_{i_{n,t}}^{A} = \delta x_{i,n}^{A} \times Tx_{i_{n,t-1}}^{A} \tag{168}$$

com:

$$\delta x^{A}_{i,n} = Min\left[\delta x^{aA}_{i,n} ; \Theta x^{A}_{i,n} \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}}\right] \text{ se } \delta x^{aA}_{i,n} \geq \delta^{A}_{i,n} \qquad (169)$$

$$\delta x^{A}_{i,n} = \delta^{A}_{i,n} - kd^{A}_{i} \times \left(\delta^{A}_{i,n} - \delta x^{aA}_{i,n}\right) \text{ se } \delta x^{aA}_{i,n} < \delta^{A}_{i,n} \qquad (170)$$

em que:

$\delta x^{A}_{i,n}$ Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*

$\Theta x^{A}_{i,n}$ Factor que estabelece o limite máximo da variação de cada preço da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n,* no ano *t,* em função da evolução do índice de preços implícitos no consumo privado

kd^{A}_{i} Parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa dos preços da opção tarifária *i* associada à aplicação de tarifas aditivas.

6 - Exceptuam-se da aplicação deste mecanismo as opções tarifárias de aplicação transitória, as quais estão sujeitas a uma evolução tarifária indexada à da opção tarifária aditiva que as substitui, nos termos da seguinte expressão:

$$\delta^{A}_{s,n} = (1 + \mu^{A}_{s,n}) \times \delta^{aA}_{i,n} \qquad (171)$$

em que:

$\delta^{A}_{s,n}$ Variação tarifária da opção tarifária transitória *s* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*

$\mu^{A}_{s,n}$ Factor aplicável à variação tarifária da opção tarifária de aplicação transitória *s*, tal que $\mu^{A}_{s,n} \geq 0$ e $\delta^{A}_{s,n} \geq \frac{IP_t}{IP_{t-1}}$

$\delta^{aA}_{i,n}$ Variação tarifária da opção tarifária *i*, associada à aplicação de tarifas aditivas, que substitui a opção tarifária de aplicação transitória *s*, do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n.*

7 - Os factores $\mu^{A}_{s,n}$, referidos no número anterior, serão estabelecidos no processo de fixação de tarifas.

8 - Sempre que o mecanismo de convergência para tarifas aditivas conduza a distorções de preços entre opções tarifárias, podem ser limitadas as variações tarifárias desses preços.

9 - A determinação das tarifas a vigorar na RAA, no âmbito do presente artigo, deve respeitar o princípio da convergência tarifária com Portugal continental, sendo que o valor a recuperar por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais na RAA não deve ser inferior ao que resulta da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental equivalentes, do ano t, às quantidades previstas para esse ano na RAA.

Artigo 128.º

Ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo na RAA

1 - A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA com preços transitoriamente diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da aditividade, nos termos estabelecidos no artigo anterior, conduz à necessidade de ajustar os proveitos facturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação das tarifas por actividade, através do estabelecido no presente artigo.

2 - Os ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo a incorporar nos proveitos relativos à aquisição de energia eléctrica e gestão do sistema a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição da RAA no ano t são dados pela seguinte expressão:

$$\Delta_{t-2}^{TVCFA} = R_{t-2}^{TVCFA} - (R_{AGS,t-2}^{A} + R_{D,t-2}^{A} + R_{C,t-2}^{A}) - SRAA_{t-2} \qquad (172)$$

em que:

Δ_{t-2}^{TVCFA} Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA, no ano *t-2*, a incorporar nos proveitos do ano *t*

R_{t-2}^{TVCFA} Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes da RAA, no ano *t-2*

$R_{AGS,t-2}^{A}$ Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano *t-2*: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte

$R_{D,t-2}^{A}$ Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por

aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano *t-2*

$R^{A}_{C,t-2}$ Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA da tarifa de Comercialização, no ano *t-2*

$SRAA_{t-2}$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano *t-2*.

Secção VIII
Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

Artigo 129.º
Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

1 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades definidas no n.º 2 proporcione o montante de proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, no âmbito dos fornecimentos a clientes finais da RAM de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{TVCFM}_{t} = \tilde{R}^{M}_{AGS,t} + \tilde{R}^{M}_{D,t} + \tilde{R}^{M}_{C,t} + SRAM_{t} \qquad (173)$$

em que:

$\tilde{R}^{TVCFM}_{t}$ Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano *t*

$\tilde{R}^{M}_{AGS,t}$ Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das seguintes tarifas, no ano *t*: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte

$\tilde{R}^{M}_{D,t}$ Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano *t*

$\tilde{R}^{M}_{C,t}$ Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM da tarifa de Comercialização em Portugal continental, no ano *t*

$SRAM_{t}$ Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso

Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano *t,* a determinar de acordo com o estabelecido no n.º 9 do Artigo 130.º.

e

$$\tilde{R}_t^{TVCFM} = \sum_n \sum_i \left[\sum_h \left(Wh_{i_{n,t}} \times TWh_{i_{n,t}}^{TVCFM} \right) + Pc_{i_{n,t}} \times TPc_{i_{n,t}}^{TVCFM} + Pp_{i_{n,t}} \times TPp_{i_{n,t}}^{TVCFM} + \right.$$
$$\left. + NC_{i_{n,t}} \times TF_{n,t}^{TVCFM} + Wrf_{i_{n,t}} \times TWrf_{i_{n,t}}^{TVCFM} + Wrr_{i_{n,t}} \times TWrr_{i_{n,t}}^{TVCFM} \right] +$$
$$+ \sum_i \left(Pc_{i_{BTN,t}} \times TPc_{i_{BTN,t}}^{TVCFM} + \sum_{h'} Wh'_{i_{BTN,t}} \times TWh'^{TVCFM}_{i_{BTN,t}} \right) \tag{174}$$

com:

n Nível de tensão ou tipo de fornecimento *n* (*n* = AT, MT e BTE)

i Opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*

h Período horário *h* (*h* = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

h' Período horário *h'* (*h'* = horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias ou *h'* = horas fora de vazio e vazio para as tarifas bi-horárias ou *h'* = sem diferenciação horária para as tarifas simples, social e iluminação pública)

em que:

$Wh_{i_{n,t}}$ Energia activa fornecida no período horário *h*, na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, prevista para o ano *t*

$TWh_{i_{n,t}}^{TVCFM}$ Preço da energia activa no período horário *h*, na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, no ano *t*

$Pc_{i_{n,t}}$ Potência contratada na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, prevista para o ano *t*

$TPc_{i_{n,t}}^{TVCFM}$ Preço da potência contratada na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, no ano *t*

$Pp_{i_{n,t}}$ Potência em horas de ponta na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, prevista para o ano *t*

$TPp_{i_{n,t}}^{TVCFM}$ Preço da potência em horas de ponta na opção tarifária *i*, no nível de tensão

ou tipo de fornecimento *n*, no ano *t*

$NC_{i_{n,t}}$ Somatório do número de clientes em cada mês na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, previsto para o ano *t*

$TF_{n,t}^{TVCFM}$ Preço do termo tarifário fixo no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, no ano *t*

$Wrf_{i_{n,t}}$ Energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, prevista para o ano *t*

$TWrf_{i_{n,t}}^{TVCFM}$ Preço da energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, no ano *t*

$Wrr_{i_{n,t}}$ Energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, prevista para o ano *t*

$TWrr_{i_{n,t}}^{TVCFM}$ Preço da energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária *i*, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, no ano *t*

$Pc_{i_{BTN,t}}$ Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária *i* de BTN, prevista para o ano *t*

$TPc_{i_{BTN,t}}^{TVCFM}$ Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária *i* de BTN, no ano *t*

$Wh'_{i_{BTN,t}}$ Energia activa fornecida no período horário *h'* na opção tarifária *i* de BTN, prevista para o ano *t*

$TWh'^{TVCFM}_{i_{BTN,t}}$ Preço da energia activa entregue no período horário *h'*, na opção tarifária *i* de BTN, no ano *t.*

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são determinadas pelo número de clientes, pelas potências contratadas, potências em horas de ponta, energias activas e reactivas por período tarifário relativos aos fornecimentos a clientes finais da RAM, discriminadas por opção tarifária e nível de tensão, previstos para o ano *t*.

3 - A estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM deve resultar da estrutura da soma dos preços das tarifas por actividade de Portugal continental, aplicáveis em cada nível de tensão, tipo de fornecimento e opção tarifária: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifas de Uso da Rede de Distribuição e tarifa de Comercialização.

4 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são estabelecidos anualmente.

Artigo 130.º

Mecanismo de convergência para tarifas aditivas na RAM

1 - A aplicação do sistema tarifário aditivo às tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM nos termos do número 3 do Artigo 129.º, deve ser efectuada de forma gradual, através da utilização do mecanismo estabelecido no presente artigo.

2 - Para efeitos de convergência para tarifas aditivas, calculam-se as seguintes variações tarifárias:

a) Variação tarifária global

$$\delta^{M} = \frac{\tilde{R}_{t}^{TVCFM}}{\sum_{n}\sum_{i}\sum_{x} Tx_{i_{n,t-1}}^{M} \times Qx_{i_{n,t}}^{M}} \qquad (175)$$

com:

n	Nível de tensão ou tipo de fornecimento *n* (*n* = AT, MT, BTE e BTN)
i	Opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*
x	Termo tarifário x da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*

em que:

δ^{M}	Variação tarifária global das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM
$\tilde{R}_{t}^{TVCFM}$	Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, de acordo com o n.º 1 do Artigo 129.º.
$Tx_{i_{n,t-1}}^{M}$	Preço do termo tarifário x da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n,* no ano *t-1*
$Qx_{i_{n,t-1}}^{M}$	Quantidade do termo tarifário x da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n,* no ano *t-1.*

b) Variação tarifária global na RAM associada à aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento

$$\delta^{c^M} = \frac{\sum_n \sum_i \sum_x Tx^{c}_{i_{n,t}} \times Qx^M_{i_{n,t}}}{\sum_n \sum_i \sum_x Tx^M_{i_{n,t-1}} \times Qx^M_{i_{n,t}}} \qquad (176)$$

em que:

δ^{c^M}	Variação tarifária global na RAM associada à aplicação de tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento
$Tx^{M}_{i_{n,t-1}}$	Preço do termo tarifário x da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, no ano *t-1*
$Tx^{c}_{i_{n,t}}$	Preço do termo tarifário x da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n,* aplicável em Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento, no ano *t*
$Qx^M_{i_{n,t}}$	Quantidade do termo tarifário x da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, no ano *t*

c) Variação por opção tarifária associada à aplicação de tarifas aditivas

$$\delta^{a^M}_{i,n} = \frac{\sum_x Tx^{a}_{i_{n,t}} \times Qx^M_{i_{n,t}}}{\sum_x Tx^M_{i_{n,t-1}} \times Qx^M_{i_{n,t}}} \qquad (177)$$

em que:

$\delta^{a^M}_{i,n}$	Variação tarifária da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, associada à aplicação de tarifas aditivas.
$Tx^{a}_{i_{n,t}}$	Preço do termo tarifário x da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n,* resultante da aplicação de tarifas aditivas, no ano *t*

d) Variação por opção tarifária associada à aplicação de tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental na RAM, escaladas por forma a obter-se o nível de proveitos definidos no Artigo 129.º.

$$\delta^{c^M}_{i,n} = \frac{\sum_x Tx^{c}_{i_{n,t}} \times Qx^M_{i_{n,t}}}{\sum_x Tx^{M}_{i_{n,t-1}} \times Qx^M_{i_{n,t}}} \times \frac{\delta^M}{\delta^{c^M}} \qquad (178)$$

em que:

$\delta_{i,n}^{c^M}$	Variação tarifária da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, associada à aplicação de tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental na RAM, escaladas por forma a obter-se a variação tarifária desejada.

3 - As variações tarifárias por opção tarifária *i* do tipo de fornecimento ou nível de tensão n ($\delta_{i,n}^{M}$) são determinadas de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta_{i,n}^{M} = Min\left[\delta_{i,n}^{c^M} ; \Theta_{i,n}^{M} \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}}\right] \text{ se } \delta_{i,n}^{c^M} \geq \delta^{M} \quad (179)$$

$$\delta_{i,n}^{M} = \delta^{M} - kd^{M} \times \left(\delta^{M} - \delta_{i,n}^{c^M}\right) \text{ se } \delta_{i,n}^{c^M} < \delta^{M} \quad (180)$$

onde kd^{M} é determinado por forma a serem recuperados os proveitos totais associados às tarifas de Venda a Clientes Finais estabelecidos no Artigo 129.º.

em que:

$\delta_{i,n}^{M}$	Variação tarifária da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*
$\frac{IP_t}{IP_{t-1}}$	Evolução do índice de preços implícitos no consumo privado, no ano *t*
$\Theta_{i,n}^{M}$	Factor que estabelece o limite máximo da variação tarifária média da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n,* no ano *t,* em função da evolução do índice de preços implícitos no consumo privado
kd^{M}	Parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa associada à aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental.

4 - Para efeitos de determinação das variações dos preços de cada opção tarifária calculam-se as variações de preços associadas à aplicação de tarifas aditivas escaladas por forma a obter-se a variação determinada no número anterior, por opção tarifária, de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta x^{a\,M}_{i,n} = \frac{Tx^{a}_{i_{n,t}}}{Tx^{M}_{i_{n,t-1}}} \times \frac{\delta^{M}_{i,n}}{\delta^{a\,M}_{i,n}} \qquad (181)$$

em que:

$\delta x^{a\,M}_{i,n}$ Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*, associada à aplicação de tarifas aditivas escaladas por forma a obter-se a variação para a opção tarifária.

5 - Os preços de cada opção tarifária são determinados de acordo com as seguintes expressões:

$$Tx^{M}_{i_{n,t}} = \delta x^{M}_{i,n} \times Tx^{M}_{i_{n,t-1}} \qquad (182)$$

com:

$$\delta x^{M}_{i,n} = Min\left[\delta x^{a\,M}_{i,n} ; \Theta x^{M}_{i,n} \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}}\right] \text{ se } \delta x^{a\,M}_{i,n} \geq \delta^{M}_{i,n} \qquad (183)$$

$$\delta x^{M}_{i,n} = \delta^{M}_{i,n} - kd^{M}_{i} \times \left(\delta^{M}_{i,n} - \delta x^{a\,M}_{i,n}\right) \text{ se } \delta x^{a\,M}_{i,n} < \delta^{M}_{i,n} \qquad (184)$$

em que:

$\delta x^{M}_{i,n}$ Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*

$\Theta x^{M}_{i,n}$ Factor que estabelece o limite máximo da variação de cada preço da opção tarifária *i* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n,* no ano *t,* em função da evolução do índice de preços implícitos no consumo privado

kd^{M}_{i} Parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa dos preços da opção tarifária *i* associada à aplicação de tarifas aditivas.

6 - Exceptuam-se da aplicação deste mecanismo as opções tarifárias de aplicação transitória, as quais estão sujeitas a uma evolução tarifária indexada à da opção tarifária aditiva que as substitui, nos termos da seguinte expressão:

$$\delta^{M}_{s,n} = (1 + \mu^{M}_{s,n}) \times \delta^{a\,M}_{i,n} \qquad (185)$$

em que:

$\delta_{s,n}^{M}$ Variação tarifária da opção tarifária transitória *s* do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n*

$\mu_{s,n}^{M}$ Factor aplicável à variação tarifária da opção tarifária de aplicação transitória *s*, tal que $\mu_{s,n}^{M} \geq 0$ e $\delta_{s,n}^{M} \geq \frac{IP_t}{IP_{t-1}}$

$\delta_{i,n}^{aM}$ Variação tarifária da opção tarifária *i*, associada à aplicação de tarifas aditivas, que substitui a opção tarifária de aplicação transitória *s*, do nível de tensão ou tipo de fornecimento *n.*

7 - Os factores $\mu_{s,n}^{M}$, referidos no número anterior, serão estabelecidos no processo de fixação de tarifas.

8 - Sempre que o mecanismo de convergência para tarifas aditivas conduza a distorções de preços entre opções tarifárias, podem ser limitadas as variações tarifárias desses preços.

9 - A determinação das tarifas a vigorar na RAM, no âmbito do presente artigo, deve respeitar o princípio da convergência tarifária com Portugal continental, sendo que o valor a recuperar por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais na RAM não deve ser inferior ao que resulta da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental equivalentes, do ano *t*, às quantidades previstas para esse ano na RAM.

Artigo 131.º
Ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo na RAM

1 - A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM com preços transitoriamente diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da aditividade, nos termos estabelecidos no artigo anterior, conduz à necessidade de ajustar os proveitos facturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM aos proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação das tarifas por actividade, através do estabelecido no presente artigo.

2 - Os ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo a incorporar nos proveitos relativos à aquisição de energia eléctrica e gestão do sistema a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\Delta_{t-2}^{TVCFM} = R_{t-2}^{TVCFM} - (R_{AGS,t-2}^{M} + R_{D,t-2}^{M} + R_{C,t-2}^{M}) - SRAM_{t-2} \qquad (186)$$

em que:

Δ_{t-2}^{TVCFM}	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAM, no ano *t-2* a incorporar nos proveitos do ano t.
R_{t-2}^{TVCFM}	Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM aos fornecimentos a clientes da RAM, no ano *t-2*
$R_{AGS,t-2}^{M}$	Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano *t-2*: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte
$R_{D,t-2}^{M}$	Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano *t-2*
$R_{C,t-2}^{M}$	Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM da tarifa de Comercialização em Portugal continental, no ano *t-2*
$SRAM_{t-2}$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano *t-2*.

Capítulo VI
Procedimentos

Secção I
Disposições Gerais

Artigo 132.º
Frequência de fixação das tarifas

1 - As tarifas estabelecidas nos termos do presente Regulamento são fixadas uma vez por ano, salvo o disposto no n.º 3 e sem prejuízo das revisões previstas no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.

2 - Os procedimentos associados à fixação e actualização das tarifas são definidos na Secção VII.

3 - A título excepcional, por decisão da ERSE, pode ocorrer uma revisão antecipada.

4 - Os procedimentos associados a uma fixação excepcional são definidos na Secção VIII.

Artigo 133.º
Período de regulação

1 - O período de regulação em Portugal continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é de três anos.

2 - Para cada período de regulação são fixados os valores dos parâmetros incluídos nas expressões que estabelecem os montantes de proveitos permitidos em cada uma das actividades da entidade concessionária da RNT, da entidade concessionária da RND, do comercializador de último recurso, da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

3 - Para além dos parâmetros definidos no número anterior, são fixados os valores de outros parâmetros referidos no presente Regulamento, designadamente os relacionados com a estrutura das tarifas.

4 - Os procedimentos associados à fixação normal dos parâmetros, prevista nos n.os 2 e 3, são definidos na Secção IX.

5 - A título excepcional, podem ser revistos os parâmetros de um dado período no decorrer do referido período.

6 - Os procedimentos associados à revisão excepcional prevista no número anterior são definidos na Secção X.

Secção II
Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT

Artigo 134.º
Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT

1 - A entidade concessionária da RNT deve apresentar à ERSE as contas reguladas elaboradas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas

e metodologias complementares emitidas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, activos, passivos e capitais próprios associados às actividades do Agente Comercial e do operador da rede de transporte em Portugal continental, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - A entidade concessionária da RNT deve apresentar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, as contas reguladas verificados no ano anterior *(t-2)*, incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por actividade, acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efectuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, cujo modelo será definido numa norma complementar ao presente Regulamento.

4 - As contas reguladas a enviar à ERSE pela entidade concessionária da RNT, até 15 de Junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:

a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano em curso (*t-1*).

b) Valores previsionais do balanço, da demonstração de resultados e dos investimentos, por actividade, para o ano seguinte (*t*).

5 - A pormenorização da informação referida nos n.os 2 e 4 deve obedecer ao estabelecido nas normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE.

6 - Os valores do balanço e da demonstração de resultados e da demonstração para o ano seguinte *(t)* são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso *(t-1)*.

7 - Os investimentos referidos nos n.os 2 e 4, para além dos valores em euros, devem ser acompanhados por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.

8 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o balanço de energia eléctrica relativo ao ano anterior (*t-2*).

9 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, os balanços de energia eléctrica relativos ao ano em curso *(t-1)* e ao ano seguinte *(t).*

10 - O balanço de energia eléctrica verificado no ano anterior *(t-2)* referido no n.º 8 e com vista à fixação anual de tarifas, deve conter a seguinte informação suficientemente discriminada por nível de tensão em energia activa por período tarifário, potência contratada, potência em horas de ponta, energia reactiva recebida e fornecida:

a) Entregas de energia eléctrica ao distribuidor vinculado em MT e AT.

b) Aquisição de energia eléctrica a produtores com contratos de aquisição de energia eléctrica.

11 - O operador da rede de transporte em Portugal continental, tendo em atenção os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos custos marginais definidos pela ERSE deve enviar, até 15 de Junho de cada ano, os valores relativos aos custos incrementais de transporte de energia eléctrica estabelecidos no Capítulo V, devendo a informação referida ser suficientemente detalhada de modo a possibilitar a repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas reguladas.

12 - Para efeitos de aceitação dos custos relacionados com a promoção da qualidade do ambiente, a entidade concessionária da RNT deve apresentar à ERSE um "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental" de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

13 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE:

a) até 1 de Maio de cada ano, informação sobre os custos com o mecanismo de garantia de potência, verificados no ano *t-2,*

b) até 15 de Junho de cada ano, a informação sobre os custos com o mecanismo de garantia de potência estimados para o ano *t-1* e previstos para o ano *t*.

14 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o justificativo, do movimento global da conta de correcção de hidraulicidade, referente ao ano anterior *(t-2)*, acompanhado de um relatório de um auditor independente.

15 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, informação sobre os movimentos mensais da correcção de hidraulicidade, estimados para o ano *t-1*.

16 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE:

a) até 1 de Maio de cada ano, informação sobre os quilómetros de rede em exploração e o número de painéis instalados nas subestações, no ano *t-2*,

b) até 15 de Junho de cada ano, a variação dos quilómetros de rede em exploração e do número de painéis nas subestações estimada para o ano *t-1* e prevista para o ano *t*,

c) até 15 de Junho do ano anterior a um novo período de regulação, informação pormenorizada que permita calcular os custos incrementais de exploração associados aos elementos de rede referidos na alínea anterior.

17 - Em sede de definição da componente de alisamento dos CMEC, a ERSE poderá solicitar à entidade concessionária da RNT a sua melhor previsão quanto ao valor da parcela de acerto dos CMEC do ano seguinte, bem como a informação que lhe permita estimar este valor.

Artigo 135.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial

1 - O Agente Comercial, relativamente à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Custos mensais, fixos e variáveis, de aquisição de energia eléctrica por produtor com contrato de aquisição de energia eléctrica.

b) Custos de funcionamento associados à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 - O Agente Comercial, relativamente à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano os proveitos, por hora, decorrentes da venda de energia eléctrica nos mercados organizados, incluindo o preço dos mercados organizados nessa hora.

3 - O Agente Comercial deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano a seguinte informação relativa ao balanço de energia eléctrica:

a) Quantidades mensais adquiridas por produtor com contrato de aquisição de energia eléctrica.

b) Quantidades vendidas nos mercados organizados, por hora.

4 - O Agente Comercial deve enviar à ERSE:

a) até 1 de Maio de cada ano, informação sobre as licenças de emissão de CO_2 atribuídas às centrais com CAE e as quantidades emitidas, no ano anterior *t-2*.

b) até 15 de Junho de cada ano, informação sobre as licenças de emissão de CO_2 atribuídas às centrais com CAE e as quantidades emitidas para o ano *t-1*.

Artigo 136.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Gestão Global do Sistema

1 - O operador da rede de transporte em Portugal continental, relativamente à actividade de Gestão Global do Sistema, de modo a permitir evidenciar as funções de Gestor do Sistema e de Acerto de Contas, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Custos associados à gestão do sistema.

b) Custos associados ao acerto de contas.

2 - Os custos referidos no número anterior devem ser discriminados por forma a evidenciar as seguintes rubricas:

a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação.

b) Amortizações relativas aos terrenos afectos ao domínio público hídrico.

c) Amortizações relativas aos terrenos afectos às zonas de protecção hídricas.

d) Custos associados à utilização da rede de telecomunicações imputados à actividade de Gestão Global do Sistema.

e) Sobrecusto com a convergência tarifária por Região Autónoma.

f) Informação dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual a enviar, de acordo com o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.

g) Custos com contratos de interruptibilidade.

h) Outros custos do exercício associados à actividade de Gestão Global do Sistema, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

i) Custos relativos ao "Plano de Promoção da Eficiência no Consumo" aprovados pela ERSE, de acordo com o estabelecido na Secção X do Capítulo IV.

j) Custos com a gestão dos "Planos de Promoção do Desempenho Ambiental" aprovados pela ERSE, de acordo com o estabelecido na Secção VII do Capítulo IV.

k) Movimentos mensais da correcção de hidraulicidade.

3 - O operador da rede de transporte em Portugal continental, relativamente à actividade de Gestão Global do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos decorrentes da aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.

b) Proveitos decorrentes da aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do sistema.

c) Proveitos decorrentes da aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do sistema.

d) Proveitos com penalizações aplicadas a agentes de mercado, no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema.

e) Proveitos de gestão do sistema que não resultem da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema.

Artigo 137.º
Repartição de custos e proveitos na actividade de Transporte de Energia Eléctrica

1 - O operador da rede de transporte em Portugal continental, relativamente à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Custos associados ao planeamento e operação e manutenção da rede de transporte.

b) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação afecto à actividade de Transporte de Energia Eléctrica.

c) Informação pormenorizada dos investimentos aceites com base em custos de referência, nomeadamente, o custo real, os anos de vida útil, as variáveis físicas associadas a esses equipamentos, o ano de entrada em exploração.

d) Informação pormenorizada do equipamento para efeitos de cálculo do incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil, nomeadamente, o custo do equipamento aceite para efeitos de regulação, os anos de vida útil e o ano de entrada em exploração.

e) Outros custos do exercício associados à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

f) Custos incorridos nesta actividade com a promoção da qualidade do ambiente, conforme o relatório de execução do “Plano de Promoção do Desempenho Ambiental” de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

2 - O operador da rede de transporte em Portugal continental, relativamente à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, por nível de tensão.

b) Proveito proveniente do Mecanismo da Gestão Conjunta da Interligação Portugal - Espanha.

c) Proveitos decorrentes da actividade de Transporte de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte.

3 - O operador da rede de transporte em Portugal continental deve enviar anualmente o valor da compensação entre operadores das redes de transporte.

4 - A informação prevista na alínea d) do n.º 1, do presente artigo só deverá ser enviada quando a ERSE estabelecer os custos de referência.

Secção III
Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RND

Artigo 138.º
Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RND

1 - A entidade concessionária da RND deve fornecer à ERSE as contas reguladas, elaboradas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar de forma clara os custos, proveitos, activos, passivos e capitais próprios associados às actividades do operador da rede de distribuição em Portugal continental, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, as contas reguladas verificados no ano anterior *(t-2)*, incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por actividade, acompanhados de um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efectuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, cujo modelo será definido numa norma complementar ao presente Regulamento.

4 - As contas reguladas a enviar à ERSE pela entidade concessionária da RND, até 15 de Junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:

a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano em curso *(t-1)*.

b) Valores previsionais do balanço, da demonstração de resultados e dos investimentos, por actividade, para o ano seguinte *(t)*.

5 - A pormenorização da informação referida nos n.[os] 2 e 4 deve obedecer ao estabelecido nas normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE.

6 - Os valores do balanço e da demonstração de resultados estimados para o ano seguinte *(t)* são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso *(t-1)*.

7 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o balanço de energia eléctrica relativo ao ano anterior *(t-2)*.

8 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, os balanços de energia eléctrica relativos ao ano em curso *(t-1)* e ao ano seguinte *(t)*.

9 - A entidade concessionária da RND com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, a seguinte informação, suficientemente discriminada em energia activa e reactiva, potência e número de clientes, verificada no ano anterior *(t-2)*:

a) Entregas de energia eléctrica a clientes.

b) Diagramas de carga tipo referidos no Artigo 114.º, Artigo 118.º, Artigo 120.º e Artigo 121.º.

10 - A entidade concessionária da RND com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, a seguinte informação suficientemente discriminada por comercializador de último recurso em energia activa e reactiva, potência e número de pontos de entrega, verificada no ano anterior *(t-2)*:

a) Entregas de energia eléctrica em MT aos comercializadores de último recurso que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT, caso estes optem pelo regime transitório de facturação previsto no Regulamento de Relações Comerciais.

b) Entregas de energia eléctrica aos operadores das redes de distribuição em BT, que não sejam, cumulativamente, detentores de concessão da RND, não incluídas na alínea anterior, medidas nos pontos de entrega dos clientes.

c) Entregas de energia eléctrica em BT aos clientes de cada comercializador de último recurso que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT, no caso de estes optarem pela regra de facturação prevista no Regulamento de Relações Comerciais.

11 - As energias activa e reactiva devem ser discriminadas por nível de tensão, por tipo de fornecimento e por período tarifário.

12 - As potências devem ser discriminadas em potência contratada e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por tipo de fornecimento.

13 - O número de clientes deve ser discriminado para cada mês por tipo de cliente, por nível de tensão e tipo de fornecimento.

14 - Para as entregas de energia eléctrica estabelecidas na alínea a) do n.º 9, deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 10 e dos consumos de energia eléctrica.

15 - A entidade concessionária da RND deve apresentar à ERSE até 15 de Junho um "Plano de investimentos em sistemas de gestão do processo de mudança de fornecedor", devidamente justificado, que garanta o adequado nível técnico de operacionalidade do mercado e a liberdade e facilidade de actuação dos vários agentes, bem como a eficiência na utilização dos recursos, permitindo a efectiva repercussão dos desejados ganhos globais de eficiência no sector nos preços de electricidade.

16 - O plano de investimento deve ser desagregado por nível de tensão e tipo de fornecimento a fim de se proceder à correcta imputação desses custos aos diversos clientes.

17 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até ao dia 1 de Maio de cada ano, um relatório de execução do plano previsto no número anterior, no qual são descritas as acções executadas e os custos incorridos.

18 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até ao dia 1 de Maio de cada ano, um relatório de execução da implementação do Plano de Reestruturação de Efectivos, incluindo um mapa detalhe dos custos incorridos em cada ano. Deve ainda enviar uma actualização dos custos evitados (benefícios) e dos custos incorridos detalhados por ano de libertação, actividade e nível de tensão, devendo o relatório de execução permitir uma análise temporal desde a data de início dos seus efeitos, entre benefícios líquidos para o distribuidor e benefícios líquidos para os consumidores, bem como permitir uma avaliação dinâmica do Plano de Reestruturação de Efectivos.

19 - A entidade concessionária da RND tendo em atenção os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos custos incrementais definidos pela ERSE, deve enviar à ERSE até 15 de Junho de cada ano, os valores relativos aos custos incrementais de distribuição de energia eléctrica estabelecidos no Capítulo V, devendo a informação referida ser suficientemente detalhada de modo a possibilitar a repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas.

20 - Para efeitos de definição dos diagramas de carga tipo referidos na alínea b) do n.º 9, a entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE a seguinte informação:

a) Consumos horários por opção tarifária e nível de tensão dos fornecimentos a clientes de MAT, AT e MT com telecontagem, que permaneceram ligados durante doze meses.

b) Consumos horários de amostras representativas por opção tarifária dos fornecimentos a clientes de BTN com contagem simples, bi-horária e tri-horária.

c) Consumos horários de amostras representativas por opção tarifária dos fornecimentos a clientes de BTE.

21 - Nos termos do número anterior, a entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, para aprovação, até ao dia 30 de Junho de cada ano, uma proposta que deve incluir, designadamente:

a) Caracterização e actualização das amostras por tipo de ciclo de contagem.

b) Caracterização de equipamentos de medição a instalar.

c) Prazo de instalação de equipamentos de medição.

22 - Para efeitos de aceitação dos custos relacionados com a promoção da qualidade do ambiente, a entidade concessionária da RND deve apresentar à ERSE um “Plano de Promoção do Desempenho Ambiental” de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

Artigo 139.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

1 - A entidade concessionária da RND relativamente à actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Custos relacionados com a gestão global do sistema imputáveis às entregas a clientes, nomeadamente as aquisições à entidade concessionária da RNT e os custos relacionados com a aplicação da tarifa social.

b) Custos relacionados com o uso da rede de transporte imputáveis às entregas a cliente.

2 - A entidade concessionária da RND relativamente à actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos decorrentes da aplicação das parcelas I, II e III da tarifas de Uso Global do Sistema, por nível de tensão.

b) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por nível de tensão.

Artigo 140.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

1 - A entidade concessionária da RND relativamente à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Custos de operação e manutenção, por nível de tensão.

b) Encargos legais:

   i) Rendas e outros encargos relacionados com o regime de concessão, nomeadamente, taxas de exploração.

   ii) Outros encargos legais, designadamente, encargos relacionados com o regime de licenças vinculadas.

c) Custos de capital relacionados com os activos da distribuição, por nível de tensão:

   i) Amortizações da rede de distribuição e outro equipamento relacionado com a rede de distribuição.

   ii) Encargos financeiros imputados à exploração da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

d) Variação das provisões para cobrança duvidosa.

e) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final.

f) Custos relacionados com a gestão do processo de mudança de fornecedor.

g) Custos incorridos com a promoção do desempenho ambiental, conforme o relatório de execução do “Plano de Promoção do Desempenho Ambiental” de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

h) Custos decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

i) Outros custos do exercício, repartidos por nível de tensão, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 - A entidade concessionária da RND relativamente à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição nas entregas a clientes, individualizando as entregas a comercializadores de último recurso.

b) Proveitos resultantes da prestação de serviços regulados, nomeadamente, leituras extraordinárias e interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente.

c) Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica que não resultam da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

d) Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

e) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado comparticipado.

3 - A entidade concessionária da RND deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

a) A informação necessária para determinação e valorização das perdas, de acordo com o previsto na Secção VIII do Capítulo IV.

b) A informação necessária para determinação do valor da energia não distribuída (END), de acordo com o previsto na Secção IX do Capítulo IV.

Secção IV
Informação periódica a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso

Artigo 141.º
Informação a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso

1 - O comercializador de último recurso deve fornecer à ERSE as contas reguladas, elaboradas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar de forma clara os custos, proveitos e activo fixo associados às várias actividades, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior *(t-2)*, incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos acompanhados de um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efectuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, cujo modelo será definido numa norma complementar ao presente Regulamento.

4 - O comercializador de último recurso apenas deve repartir as demonstrações de resultados e os investimentos por actividade e nível de tensão.

5 - As contas reguladas a enviar à ERSE pelo comercializador de último recurso, até 15 de Junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:

a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos, para o ano em curso *(t-1)*.

b) Valores previsionais do balanço, da demonstração de resultados e dos investimentos, para o ano seguinte *(t)*.

c) As demonstrações de resultados e os orçamentos dos investimentos devem ser enviados por actividade e nível de tensão.

6 - A pormenorização da informação referida nos n.^os 2 e 5 deve obedecer ao estabelecido nas normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE.

7 - Os valores do balanço e da demonstração de resultados estimados para o ano seguinte *(t)* são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso *(t-1)*.

8 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o balanço de energia eléctrica relativo ao ano anterior *(t-2)*.

9 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, os balanços de energia eléctrica relativos ao ano em curso *(t-1)* e ao ano seguinte *(t)*.

10 - O comercializador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, a informação relativa aos fornecimentos de energia eléctrica a clientes, suficientemente discriminada em energia activa e reactiva, potência e número de clientes, verificada no ano anterior *(t-2)*.

11 - No caso dos fornecimentos ao abrigo do regime transitório de facturação previsto no Regulamento de Relações Comerciais, o comercializador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, a informação relativa aos fornecimentos de energia eléctrica em MT aos comercializadores de último recurso que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT, suficientemente discriminada por comercializador de último recurso em energia activa e reactiva, potência e número de clientes, verificada no ano anterior *(t-2)*.

12 - O comercializador de último recurso, para além da informação referida no número anterior, deve enviar informação relativa aos fornecimentos de energia eléctrica aos clientes dos comercializadores de último recurso que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT, no

âmbito da regra de facturação estabelecida no Regulamento de Relações Comerciais, suficientemente discriminada em energia activa e reactiva, potência e número de pontos de entrega, verificada no ano anterior (*t-2*).

13 - As energias activa e reactiva devem ser discriminadas por nível de tensão, por tipo de fornecimento e por período tarifário.

14 - As potências devem ser discriminadas em potência contratada e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por tipo de fornecimento.

15 - O número de clientes deve ser discriminado para cada mês por tipo de cliente, por nível de tensão e tipo de fornecimento.

16 - Para os fornecimentos de energia eléctrica do comercializador de último recurso deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 10 e dos consumos de energia eléctrica.

17 -O comercializador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, a seguinte informação, verificada no ano anterior *(t-2):*

a) Quantidades de energia eléctrica adquiridas através de contratos bilaterais.

b) Quantidades de energia eléctrica adquiridas aos produtores em regime especial, por tecnologia e regime tarifário aplicável.

c) Quantidades de energia eléctrica adquiridas nos mercados organizados.

d) Quantidades de energia eléctrica adquiridas em leilões.

18 - O comercializador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, a seguinte informação, relativa ao ano em curso *(t-1)* e ao ano seguinte *(t):*

a) Quantidades de energia eléctrica previstas adquirir através de contratos bilaterais.

b) Quantidades de energia eléctrica previstas adquirir aos produtores em regime especial, por tecnologia e regime tarifário aplicável.

c) Quantidades de energia eléctrica previstas adquirir nos mercados organizados.

d) Quantidades de energia eléctrica previstas adquirir em leilões.

19 - O comercializador de último recurso, tendo em atenção os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos preços marginais definidos pela ERSE deve enviar, até 15 de Junho de cada ano, os valores relativos aos preços marginais de aquisição de energia eléctrica estabelecidos no Capítulo V, devendo a informação referida ser suficientemente detalhada de modo a possibilitar a repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas reguladas.

20 - O Comercializador de Último Recurso deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, um documento com previsões dos custos de aprovisionamento e das respectivas quantidades de energia, justificando as estratégias de aprovisionamento nos vários mercados ao seu dispor e, os instrumentos de cobertura de risco que prevê adoptar, por forma a, por um lado, minimizar os custos de aprovisionamento e, por outro lado, minimizar os ajustamentos de energia a recuperar em anos futuros.

21 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até ao dia 1 de Maio de cada ano, um relatório de execução da implementação dos Planos de Reestruturação de efectivos aceites pela ERSE, incluindo um mapa detalhe dos custos incorridos em cada ano. Deve ainda enviar uma actualização dos custos evitados (benefícios) e dos custos incorridos detalhados por ano de libertação e nível de tensão, devendo o relatório de execução permitir uma análise temporal desde a data de início dos seus efeitos, entre benefícios líquidos para o comercializador de último recurso e benefícios líquidos para os consumidores, bem como permitir uma avaliação dinâmica dos Planos de Reestruturação de Efectivos.

Artigo 142.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso

1 - O comercializador de último recurso, relativamente à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Custos com a aquisição de energia eléctrica através de contratos bilaterais.

b) Custos com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, por tecnologia e regime tarifário aplicável.

c) Custos de aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados.

d) Custos de aquisição de energia eléctrica em leilões.

e) Custos de funcionamento relacionados com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, designadamente custos com pessoal e fornecimentos e serviços externos.

f) Outros custos, nomeadamente custos com interligações imputáveis aos clientes do CUR, custos de regulação imputados pelo acerto de contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária.

2 - O comercializador de último recurso, relativamente à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Energia aos clientes finais de acordo com as diferentes opções tarifária.

b) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de acordo com as diferentes opções tarifárias.

c) Outros proveitos no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso e que não resultem nem da aplicação das tarifas de Energia, nem da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais.

Artigo 143.º
Repartição de custos e proveitos na actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição

1 - O comercializador de último recurso, relativamente à actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Custos relacionados com a gestão global do sistema no âmbito da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte imputáveis aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso.

b) Custos relacionados com o uso da rede de transporte no âmbito da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte imputáveis aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso.

c) Custos relacionados com o uso da rede de distribuição da entidade concessionária da RND no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica imputáveis aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso.

2 - O comercializador de último recurso, relativamente à actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, por nível de tensão.

b) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por nível de tensão.

c) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, por nível de tensão.

Artigo 144.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Comercialização

1 - O comercializador de último recurso, relativamente à actividade de Comercialização, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final, afectos a esta actividade, desagregados, nomeadamente em:

   i) Custos de contratação, de leitura, de tratamento e de disponibilização de dados.

   ii) Custos de facturação, gestão da dívida e cobrança.

   iii) Custos relacionados com a assistência comercial, nomeadamente, o atendimento telefónico e presencial.

   iv) Custos com reclamações e pedidos de informação.

   v) Custos com sistemas informáticos.

   vi) Custos com cortes e religações.

b) Custos de capital:

   i) Amortizações.

   ii) Variação das provisões para cobrança duvidosa.

   iii) Encargos financeiros.

c) Custos decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

d) Outros custos do exercício, repartidos por tipo de cliente final, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 - O comercializador de último recurso, relativamente à actividade de Comercialização, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Comercialização, por nível de tensão e opção tarifária.

b) Proveitos resultantes da prestação de serviços regulados, designadamente o pagamento da quantia mínima nos casos de mora.

c) Proveitos no âmbito da actividade de Comercialização decorrentes da implementação de serviços opcionais, ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

d) Proveitos facturados ao operador da rede de distribuição decorrentes da aplicação da tarifa social.

e) Proveitos no âmbito da actividade de Comercialização e que não resultam da aplicação da tarifa de Comercialização, da prestação de serviços regulados, nem da implementação de serviços opcionais.

Secção V
Informação periódica a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuição da RAA

Artigo 145.º
Informação a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuição da RAA

1 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve apresentar à ERSE as contas reguladas elaboradas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, activos, passivos e capitais próprios associados às várias actividades, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior (*t-2*), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por actividade, acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efectuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, cujo modelo será definido numa norma complementar ao presente Regulamento.

4 - As contas reguladas a enviar à ERSE pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, até 15 de Junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:

a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano em curso (*t-1*).

b) Valores previsionais do balanço, da demonstração e dos investimentos, por actividade, para o ano seguinte (t).

5 - A pormenorização da informação referida nos n.[os] 2 e 4 deve obedecer às normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE.

6 - Os valores do balanço e da demonstração de estimados para o ano seguinte *(t)* são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso *(t-1)*.

7 - Os investimentos referidos nos n.[os] 2 e 4, para além dos valores em euros, devem ser acompanhados por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.

8 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o balanço de energia eléctrica relativo ao ano anterior (*t-2*).

9 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, os balanços de energia eléctrica relativos ao ano em curso (*t-1*) e ao ano seguinte (t).

10 - O balanço de energia eléctrica verificado no ano anterior *(t-2)* referido no n.º 8 e com vista à fixação anual de tarifas, deve conter a seguinte informação, suficientemente discriminada em energia activa por período tarifário, potência tomada, potência contratada, potência a facturar, potência em horas de ponta, energia reactiva recebida e fornecida, por nível de tensão:

a) Quantidades de energia eléctrica adquiridas a produtores vinculados.

b) Quantidades de energia eléctrica adquiridas a produtores não vinculados.

c) Entregas e fornecimentos de energia eléctrica aos clientes.

11 - As energias activa e reactiva referidas nas alíneas c) do n.º 10 devem ser discriminadas por nível de tensão, por opção tarifária e por período tarifário.

12 - As potências referidas na alínea c) do n.º 10 devem ser discriminadas, por trimestre, em potência tomada, potência contratada, potência a facturar e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por opção tarifária.

13 - Para os fornecimentos de energia eléctrica a clientes finais referidos na alínea c) do n.º 10, deve ser enviado o número de clientes discriminado, para cada mês, por tipo de cliente, por nível de tensão, por opção tarifária e por escalão de potência na BTN.

14 - Para os fornecimentos de energia eléctrica a clientes finais estabelecidos na alínea c) do n.º 10, deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 12 e dos consumos de energia eléctrica.

15 - Para efeitos de aceitação de custos relacionados com a promoção do desempenho ambiental, a concessionária do transporte e distribuição da RAA deve apresentar à ERSE um “Plano de Promoção de Desempenho Ambiental”, de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

16 - No ano anterior ao início de um novo período de regulação, para além da informação referente ao ano seguinte (*t*), deve ser enviada informação para cada um dos anos do novo período de regulação.

17 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE até 1 de Maio de cada ano, informação sobre as licenças de emissão de CO_2 atribuídas às centrais da concessionária do transporte e distribuição da RAA e as quantidades emitidas, no ano anterior (*t-2*).

Artigo 146.º

Repartição de custos e proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA

1 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Custos mensais, fixos e variáveis, de aquisição de energia eléctrica a produtores vinculados ao sistema público da RAA, por central.

b) Custo unitário dos diferentes combustíveis que misturados, ou não, são consumidos, isto é, o fuelóleo 380 e o gasóleo.

c) Custo unitário com o transporte dos combustíveis até à ilha da primeira descarga, custo unitário com o transporte dos combustíveis desde a ilha da primeira descarga até à ilha de consumo, custos unitário com a descarga dos combustíveis, custos unitário com o armazenamento dos combustíveis e custos de comercialização incorridos com os combustíveis adquiridos.

d) Custos de aquisição de energia eléctrica a produtores não vinculados ao sistema público da RAA discriminados tendo em conta as regras de relacionamento comercial constantes no artigo 4.º do Decreto Legislativo regional n.º 26/96/A, de 24 de Setembro, mencionando as quantidades adquiridas e respectivo preço de aquisição.

e) Custos incorridos com a promoção do desempenho ambiental, conforme relatório de execução do “Plano de Promoção de Desempenho Ambiental”, de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

f) Outros custos associados à actividade de aquisição de energia eléctrica.

g) Custos associados à gestão técnica global do sistema.

2 - Os custos referidos nas alíneas f) e g) do número anterior devem ser discriminados de forma a evidenciar as seguintes rubricas:

a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação.

b) Outros custos do exercício afectos a cada actividade com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

3 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve apresentar a seguinte informação complementar:

a) Custos com o Uso da Rede de Distribuição.

b) Custos de Comercialização.

c) Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas.

4 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos recuperados por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA.

b) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.

c) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em *t-2*, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA.

d) Outros proveitos, designadamente os decorrentes dos contratos de garantia de abastecimento.

e) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado comparticipado.

Artigo 147.º

Repartição de custos e proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA

1 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação.

b) Outros custos do exercício afectos a cada função com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

c) Custos incorridos com a promoção do desempenho ambiental, conforme relatório de execução do "Plano de Promoção de Desempenho Ambiental", de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

d) Custos decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

2 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

a) Proveitos recuperados por aplicação às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, por nível de tensão.

b) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em *t-2*, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA.

c) Outros proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

d) Proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

e) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado comparticipado, por nível de tensão.

Artigo 148.º
Repartição de custos e proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA

1 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final, desagregados da seguinte forma:

   i) Custos comerciais relacionados com a aquisição de energia eléctrica.

   ii) Custos de contratação, de leitura, de tratamento e de disponibilização de dados.

   iii) Custos de facturação e de cobrança.

iv) Custos relacionados com a assistência comercial, nomeadamente, o atendimento telefónico e presencial.

b) Custos de capital:

i) Amortizações, incluindo as amortizações do equipamento de medida, por tipo de cliente final.

ii) Variação das provisões para cobrança duvidosa.

c) Custos decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

d) Outros custos do exercício, repartidos por tipo de cliente final, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

a) Proveitos recuperados por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA, das tarifas de Comercialização, por nível de tensão *j*.

b) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em *t-2,* relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA.

c) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado comparticipado, por nível de tensão ou tipo de cliente.

d) Proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA decorrentes da implementação de serviços opcionais, ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

e) Outros proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação da tarifa de Comercialização.

Secção VI

Informação periódica a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

Artigo 149.º

Informação a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

1 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve apresentar à ERSE as contas reguladas elaboradas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, activos, passivos e capitais próprios associados às várias actividades, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior (*t-2*), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por actividade, acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efectuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, cujo modelo será definido numa norma complementar ao presente Regulamento.

4 - As contas reguladas a enviar à ERSE pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, até 15 de Junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:

a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano em curso (*t-1*).

b) Valores previsionais do balanço, da demonstração e dos investimentos, por actividade, para o ano seguinte (*t*).

5 - A pormenorização da informação referida nos n.os 2 e 4 deve obedecer às normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE.

6 - Os valores do balanço e da demonstração de estimados para o ano seguinte *(t)* são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso *(t-1)*.

7 - Os investimentos referidos nos n.^{os} 2 e 4, para além dos valores em euros, devem ser acompanhados por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.

8 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o balanço de energia eléctrica relativo ao ano anterior (*t-2*).

9 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, os balanços de energia eléctrica relativos ao ano em curso (*t-1*) e ao ano seguinte (t).

10 - O balanço de energia eléctrica verificado no ano anterior *(t-2)* referido no n.º 8 e com vista à fixação anual de tarifas, deve conter a seguinte informação, suficientemente discriminada em energia activa por período tarifário, potência tomada, potência contratada, potência a facturar, potência em horas de ponta, energia reactiva recebida e fornecida, por nível de tensão:

a) Quantidades de energia eléctrica adquiridas a produtores vinculados.

b) Quantidades de energia eléctrica adquiridas a produtores não vinculados e a produtores em regime especial.

c) Entregas e fornecimentos de energia eléctrica a clientes.

11 - As energias activa e reactiva referidas na alínea c) do n.º 10 devem ser discriminadas por nível de tensão, por opção tarifária e por período tarifário.

12 - As potências referidas na alínea c) do n.º 10 devem ser discriminadas, por trimestre, em potência tomada, potência contratada, potência a facturar e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por opção tarifária.

13 - Para os fornecimentos de energia eléctrica a clientes finais referidos na alínea c) do n.º 10, deve ser enviado o número de clientes discriminado, para cada mês, por tipo de cliente, por nível de tensão, por opção tarifária e por escalão de potência na BTN.

14 - Para os fornecimentos de energia eléctrica a clientes finais estabelecidos na alínea c) do n.º 10, deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 12 e dos consumos de energia eléctrica.

15 - Para efeitos de aceitação de custos relacionados com a promoção do desempenho ambiental, a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve apresentar à ERSE um “Plano de Promoção de Desempenho Ambiental”, de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

16 - No ano anterior ao início de um novo período de regulação, para além da informação referente ao ano seguinte (*t*), deve ser enviada informação para cada um dos anos do novo período de regulação.

17 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE até 1 de Maio de cada ano, informação sobre as licenças de emissão de CO_2 atribuídas às centrais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e as quantidades emitidas, no ano anterior (*t-2*).

Artigo 150.º
Repartição de custos e proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM

1 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Custos mensais, fixos e variáveis, de aquisição de energia eléctrica a produtores vinculados do sistema público da RAM, por central.

b) Custo unitário de aquisição dos combustíveis, custo unitário com descarga dos combustíveis, custo unitário de armazenamento dos combustíveis, custo unitário do transporte dos combustíveis e custos de comercialização incorridos com os combustíveis adquiridos.

c) Custos de aquisição de energia eléctrica a produtores não vinculados e a produtores em regime especial discriminados por tipo de centrais mencionando as quantidades adquiridas e respectivo preço de aquisição.

d) Custos incorridos com a promoção do desempenho ambiental, conforme relatório de execução do “Plano de Promoção de Desempenho Ambiental”, de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

e) Outros custos associados à actividade de aquisição de energia.

f) Custos associados à gestão técnica global do sistema.

2 - Os custos referidos nas alíneas e) e f) do número anterior devem ser discriminados de forma a evidenciar as seguintes rubricas:

a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação.

b) Outros custos do exercício afectos a cada actividade com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

3 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve apresentar a seguinte informação complementar:

a) Custos com o Uso da Rede de Distribuição.

b) Custos de Comercialização.

c) Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas.

4 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos recuperados por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da entidade concessionária do transporte e distribuidor da RAM.

b) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.

c) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM.

d) Outros proveitos, designadamente os decorrentes dos contratos de garantia de abastecimento.

e) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado comparticipado.

Artigo 151.º

Repartição de custos e proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM

1 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação.

b) Outros custos do exercício afectos a cada função com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

c) Custos incorridos com a promoção do desempenho ambiental, conforme relatório de execução do “Plano de Promoção de Desempenho Ambiental”, de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

d) Custos decorrentes da implementação de serviços opcionais, ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

2 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

a) Proveitos recuperados por aplicação às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, por nível de tensão.

b) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM.

c) Outros proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

d) Proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica decorrentes da implementação de serviços opcionais, ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

e) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado comparticipado, por nível de tensão.

Artigo 152.º

Repartição de custos e proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM

1 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final, desagregados da seguinte forma:

    i) Custos comerciais relacionados com a aquisição de energia eléctrica.

    ii) Custos de contratação, de leitura, de tratamento e de disponibilização de dados.

    iii) Custos de facturação e de cobrança.

    iv) Custos relacionados com a assistência comercial, nomeadamente, o atendimento telefónico e presencial.

b) Custos de capital:

    i) Amortizações, incluindo as amortizações do equipamento de medida, por tipo de cliente final.

    ii) Variação das provisões para cobrança duvidosa.

c) Custos decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

d) Outros custos do exercício, repartidos por tipo de cliente final, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

a) Proveitos recuperados por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, das tarifas de Comercialização, por nível de tensão.

b) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em *t-2,* relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM.

c) Proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM decorrentes da implementação de serviços opcionais, ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

d) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado comparticipado, por nível de tensão ou tipo de cliente.

e) Outros proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação da tarifa de Comercialização.

Secção VII
Fixação das Tarifas

Artigo 153.º
Balanço de energia eléctrica

Os balanços previsionais de energia eléctrica são sujeitos à apreciação da ERSE.

Artigo 154.º
Activos fixos a remunerar da entidade concessionária da RNT

A ERSE, com vista à definição dos activos fixos a remunerar, nos termos do estabelecido na Secção I e na Secção II do Capítulo IV procede a uma análise da informação recebida da entidade concessionária da RNT, designadamente a relativa aos investimentos verificados no

ano anterior (*t-2)*, aos investimentos estimados para o ano em curso (*t-1)* e aos investimentos previstos para o ano seguinte (*t).*

Artigo 155.º

Custos e proveitos da entidade concessionária da RNT

1 - A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos aceites para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida da entidade concessionária da RNT, nos termos da Secção II do presente Capítulo.

2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

Artigo 156.º

Custos e proveitos da entidade concessionária da RND

1 - A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos relevantes para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida da entidade concessionária da RND nos termos da Secção III do presente Capítulo.

2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

Artigo 157.º

Custos e proveitos do comercializador de último recurso

1 - A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos relevantes para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida do comercializador de último recurso, nos termos da Secção IV do presente Capítulo.

2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

Artigo 158.º

Custos e proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAA

1 - A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos relevantes para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, nos termos da Secção V do presente Capítulo.

2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

Artigo 159.º
Custos e proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

1 - A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos relevantes para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, nos termos da Secção VI do presente Capítulo.

2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

Artigo 160.º
Fixação das tarifas

1 - A ERSE estabelece o valor dos proveitos permitidos para cada uma das actividades da entidade concessionária da RND do comercializador de último recurso, da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, até 15 de Outubro de cada ano.

2 - A ERSE elabora proposta de tarifas reguladas para o ano seguinte, até 15 de Outubro de cada ano.

3 - A ERSE envia a proposta à Autoridade da Concorrência e aos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

4 - A ERSE envia a proposta ao Conselho Tarifário, para efeitos de emissão de parecer.

5 - A proposta referida no n.º 2 é, igualmente, enviada à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND e ao comercializador de último recurso, bem como à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

6 - O Conselho Tarifário emite o parecer sobre a proposta tarifária até 15 de Novembro.

7 - A ERSE, tendo em atenção os eventuais comentários e sugestões da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e o parecer do Conselho Tarifário, procede à aprovação do tarifário para o ano seguinte.

8 - A ERSE envia o tarifário aprovado nos termos do número anterior para a Imprensa Nacional, com vista à sua publicação até 15 de Dezembro, no Diário da República, II Série, bem como nos jornais oficiais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

9 - A ERSE procede, igualmente, à divulgação do parecer do Conselho Tarifário, acompanhado de uma nota explicativa das razões de eventual não consideração de propostas constantes do parecer, através da sua página na internet.

10 - A ERSE procede também à divulgação a todos os interessados das tarifas e preços através de brochuras.

Artigo 161.º
Tarifas para o primeiro ano do novo período de regulação

1 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 165.º, define os activos da entidade concessionária da RNT a remunerar e os custos relevantes para regulação para o primeiro ano do novo período de regulação.

2 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 165.º, define os custos e proveitos da entidade concessionária da RND relevantes para a fixação das tarifas, para o primeiro ano do novo período de regulação.

3 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 165.º, define os custos e proveitos do comercializador de último recurso relevantes para a fixação das tarifas, para o primeiro ano do novo período de regulação.

4 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 165.º, define os custos e proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAA relevantes para a fixação das tarifas, para o primeiro ano do novo período de regulação.

5 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 165.º, define os custos e proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM relevantes para a fixação das tarifas, para o primeiro ano do novo período de regulação.

6 - A apreciação da informação apresentada nos termos dos números anteriores conduz a uma definição dos valores a adoptar na fixação das tarifas do primeiro ano do novo período de regulação (t) até 15 de Outubro.

7 - O disposto no artigo anterior é aplicável à fixação das tarifas para o primeiro ano do novo período de regulação.

8 - Havendo motivos suficientes, a ERSE pode alterar as datas previstas neste artigo.

Secção VIII
Fixação excepcional das tarifas

Artigo 162.º
Início do processo

1 - A ERSE, em qualquer momento, pode iniciar um processo de alteração das tarifas, por sua iniciativa ou na sequência de aceitação de pedido apresentado pela entidade concessionária da RNT, pela entidade concessionária da RND, pelo comercializador de último recurso, pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM ou por associações de consumidores com representatividade genérica dos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de Julho.

2 - O processo de alteração das tarifas fora do período normal estabelecido na Secção VII do presente Capítulo pode ocorrer se, nomeadamente, no decorrer de um determinado ano o montante previsto de proveitos resultantes da aplicação de uma ou mais tarifas reguladas nesse ano se afastar significativamente do montante que serviu de base ao estabelecimento das referidas tarifas, pondo em risco o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas no curto prazo.

3 - As novas tarifas são estabelecidas para o período que decorre até ao fim do ano em curso.

4 - A ERSE dá conhecimento da decisão de iniciar uma revisão excepcional das tarifas à Autoridade da Concorrência, aos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, ao Conselho Tarifário, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA, à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e às associações de consumidores.

Artigo 163.º
Fixação das tarifas

1 - A ERSE solicita à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM a informação que considera necessária ao estabelecimento das novas tarifas.

2 - A ERSE, com base na informação referida no número anterior, elabora proposta de novas tarifas.

3 - A ERSE envia à Autoridade da Concorrência e aos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira a proposta de novas tarifas referida no número anterior.

4 - A ERSE envia ao Conselho Tarifário a proposta de novas tarifas referida no n.º 2, para emissão de parecer.

5 - A proposta referida no n.º 2 é, igualmente, enviada à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND e ao comercializador de último recurso, bem como à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

6 - O Conselho Tarifário emite o parecer sobre a proposta tarifária no prazo máximo de 30 dias contínuos após recepção da proposta.

7 - A ERSE, tendo em atenção os eventuais comentários e sugestões da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e o parecer do Conselho Tarifário, procede à aprovação final das novas tarifas.

8 - A ERSE envia as tarifas aprovadas nos termos do número anterior para a Imprensa Nacional, com vista a publicação no Diário da República, II Série, bem como nos jornais oficiais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

9 - A ERSE procede, igualmente, à divulgação do parecer do Conselho Tarifário, acompanhada de uma nota explicativa das razões de eventual não consideração de propostas constantes do parecer.

Secção IX
Fixação dos parâmetros para novo período de regulação

Artigo 164.º
Balanço de energia eléctrica

1 - A entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem enviar à ERSE, até 1 de Maio do ano anterior ao início de um novo período de regulação, o balanço de energia eléctrica referente ao ano anterior (*t-2*).

2 - A entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem enviar à ERSE, até 15 de Junho do ano

anterior ao início de um novo período de regulação, os balanços de energia eléctrica referentes ao ano em curso (*t-1*) e a cada um dos anos do período de regulação.

3 - Os balanços de energia eléctrica apresentados por cada entidade devem referir-se apenas às actividades desenvolvidas pela respectiva entidade e devem conter toda a informação necessária para a aplicação do presente Regulamento.

4 - Os balanços previsionais de energia eléctrica, apresentados de acordo com o previsto nos artigos anteriores, são sujeitos à apreciação da ERSE.

Artigo 165.º
Informação económico-financeira

1 - A entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem enviar à ERSE, até 1 de Maio do ano anterior ao início de um novo período de regulação, as contas reguladas verificadas no ano anterior (*t-2*), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por actividade, acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação observam o estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

2 - A entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM enviam à ERSE, até 15 de Junho do ano anterior ao início de um novo período de regulação, a seguinte informação:

a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados, da demonstração de fluxos de caixa e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano em curso (*t-1*).

b) Valores previsionais do balanço, da demonstração de resultados, da demonstração de fluxos de caixa e dos investimentos, por actividade, para cada um dos anos do novo período de regulação.

3 - Os valores do balanço, da demonstração de resultados e da demonstração de fluxos de caixa estimados para o ano em curso (*t-1)* e previstos para cada um dos anos do período de regulação são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso (*t-1).*

4 - Os investimentos referidos nos n.os 1 e 2, para além dos valores em euros, são acompanhados por uma adequada caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração das obras mais significativas.

Artigo 166.º

Fixação dos valores dos parâmetros

1 - A ERSE, com base na informação disponível, designadamente a informação recebida nos termos dos artigos anteriores, estabelece valores para os parâmetros referidos nos n.^{os} 2 e 3 do Artigo 133.º.

2 - A ERSE envia à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, os valores dos parâmetros estabelecidos.

3 - A ERSE envia ao Conselho Tarifário os valores dos parâmetros, para efeitos de emissão de parecer.

4 - O Conselho Tarifário emite parecer no prazo máximo de 30 dias contínuos.

5 - O parecer do Conselho Tarifário é tornado público pela ERSE.

6 - Havendo motivos suficientes, a ERSE pode alterar as datas previstas neste artigo.

Secção X

Revisão excepcional dos parâmetros de um período de regulação

Artigo 167.º

Início do processo

1 - A ERSE, em qualquer momento, pode iniciar um processo de alteração dos parâmetros relativos a um período de regulação em curso, por sua iniciativa ou na sequência de aceitação de pedido apresentado pela entidade concessionária da RNT, ou pela entidade concessionária da RND, ou pelo comercializador de último recurso, ou pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, ou pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

2 - A ERSE dá conhecimento da sua intenção de iniciar uma revisão excepcional dos parâmetros ao Conselho Tarifário, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, indicando as razões justificativas da iniciativa.

3 - O Conselho Tarifário emite parecer sobre a proposta da ERSE, no prazo de 30 dias contínuos.

4 - A entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM podem enviar à ERSE comentários à proposta referida no n.º 2, no prazo de 30 dias contínuos.

5 - A ERSE, com base nas respostas recebidas nos termos dos artigos anteriores, decide se deve prosseguir o processo de revisão excepcional dos parâmetros.

6 - A ERSE dá conhecimento da sua decisão ao Conselho Tarifário, à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA, à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e às associações de consumidores com representatividade genérica dos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de Julho.

Artigo 168.º
Fixação dos novos valores dos parâmetros

1 - No caso de a ERSE decidir prosseguir o processo de revisão, com vista ao estabelecimento dos novos valores para os parâmetros, solicita a informação necessária à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

2 - A ERSE, com base na informação disponível, estabelece os novos valores para os parâmetros.

3 - A ERSE envia os valores estabelecidos nos termos do número anterior à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

4 - As entidades referidas no número anterior enviam, no prazo de 30 dias contínuos, comentários aos valores estabelecidos pela ERSE.

5 - A ERSE analisa os comentários recebidos, revendo eventualmente os valores estabelecidos, no prazo de 15 dias contínuos.

6 - A ERSE envia à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM os novos valores estabelecidos nos termos do número anterior.

7 - A ERSE envia ao Conselho Tarifário os valores estabelecidos nos termos do n.º 5, para efeitos de emissão do parecer.

8 - O Conselho Tarifário emite parecer no prazo máximo de 30 dias contínuos.

9 - A ERSE estabelece os valores definitivos no prazo de 15 dias contínuos depois de receber o parecer do Conselho Tarifário, enviando-os à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e às associações de consumidores com representatividade genérica dos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de Julho.

10 - O parecer do Conselho Tarifário é tornado público pela ERSE.

Secção XI
Procedimentos de garantia dos pressupostos regulatórios nas concessões de distribuição

Artigo 169.º
Início do processo

1 - O disposto na presente Secção aplica-se quando ocorrer uma das seguintes situações:

a) A distribuição de energia eléctrica em BT num dado concelho deixar de ser efectuada pela entidade concessionária da RND, levando à emissão de uma concessão de distribuição em BT.

b) A distribuição de energia eléctrica em BT num dado concelho deixar de ser efectuada pelo distribuidor em BT, passando a ser efectuada pela entidade concessionária da RND.

c) O equilíbrio económico-financeiro de um concessionário de distribuição em BT não estiver assegurado.

2 - A entidade concessionária da RND informa a ERSE da separação ou integração da distribuição em BT no concelho em causa.

3 - A ERSE informa o Conselho Tarifário, a entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND e o concessionário de distribuição em BT.

Artigo 170.º

Definição da solução a adoptar

1 - A ERSE analisa o impacte da alteração de concessões na situação económico-financeira das empresas em causa, solicitando toda a informação necessária.

2 - A ERSE, face à análise referida no número anterior, decide qual a medida que considera mais adequada, podendo esta consistir, designadamente, na:

a) Definição de uma tarifa específica.

b) Revisão do Regulamento Tarifário no sentido de introduzir um mecanismo de compensação entre distribuidores que tenha em conta os diferentes custos de distribuição, mantendo a uniformidade tarifária.

c) Revisão do Regulamento Tarifário no sentido de alterar as fórmulas que determinam o montante de proveitos a serem proporcionados pelas tarifas.

d) Revisão do Regulamento Tarifário no sentido de introduzir outras medidas julgadas necessárias.

3 - A ERSE informa o Conselho Tarifário das medidas que considera mais adequadas.

4 - O Conselho Tarifário emite parecer sobre as medidas propostas pela ERSE, no prazo de 30 dias contínuos.

5 - A ERSE decide quais as medidas a tomar, tendo em atenção o parecer do Conselho Tarifário.

6 - A ERSE torna público o parecer do Conselho Tarifário.

Artigo 171.º

Medidas sem alteração do Regulamento Tarifário

1 - No caso de optar pela definição de uma tarifa específica, implicando a substituição das tarifas referidas nos n.^{os} 4 e 5 do Artigo 20.º, a ERSE procede à definição da respectiva tarifa, solicitando a informação que considerar necessária.

2 - A ERSE dá conhecimento da tarifa estabelecida aos distribuidores envolvidos, solicitando eventuais comentários no prazo de 30 dias contínuos.

3 - A ERSE dá também conhecimento da tarifa ao Conselho Tarifário, solicitando parecer no prazo de 30 dias contínuos.

4 - A ERSE fixa a tarifa definitiva, tendo em atenção o parecer do Conselho Tarifário e os comentários recebidos.

Secção XII
Documentos complementares ao Regulamento Tarifário

Artigo 172.º
Documentos

Sem prejuízo de outros documentos estabelecidos no presente Regulamento, são previstos os seguintes documentos complementares decorrentes das disposições deste Regulamento:

a) Tarifas em vigor, a publicar nos termos da lei, no Diário da República, II Série e nos jornais oficiais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

b) Parâmetros estabelecidos para cada período de regulação.

c) Normas e metodologias complementares.

Artigo 173.º
Elaboração e divulgação

1 - Sempre que a ERSE entender que se torna necessário elaborar um documento explicitando regras ou metodologias necessárias para satisfação do determinado no presente Regulamento, informa o Conselho Tarifário da sua intenção de proceder à respectiva publicação.

2 - A ERSE dá também conhecimento às entidades afectadas, solicitando a sua colaboração.

3 - Os documentos referidos no número anterior são tornados públicos, nomeadamente através da página da ERSE na internet.

Capítulo VII
Garantias administrativas e reclamações

Secção I
Garantias administrativas

Artigo 174.º
Admissibilidade de petições, queixas e denúncias

Sem prejuízo do recurso aos tribunais, as entidades interessadas podem apresentar junto da ERSE quaisquer petições, queixas ou denúncias contra acções ou omissões das entidades reguladas que intervêm no SEN, que possam constituir inobservância das regras previstas no presente Regulamento e não revistam natureza contratual.

Artigo 175.º
Forma e formalidades

As petições, queixas ou denúncias, previstas no artigo anterior, são dirigidas por escrito à ERSE, devendo das mesmas constar obrigatoriamente os fundamentos de facto que as justificam, bem como, sempre que possível, os meios de prova necessários à sua instrução.

Artigo 176.º
Instrução e decisão

À instrução e decisão sobre as petições, queixas ou denúncias apresentadas aplicam-se as disposições constantes do Código do Procedimento Administrativo.

Capítulo VIII
Disposições finais e transitórias

Secção I
Disposições transitórias

Artigo 177.º
Ajustamentos transitórios

A partir da data de entrada em funcionamento dos mercados organizados e da aplicação dos CMEC, até à data de publicação das tarifas calculadas de acordo com o presente Regulamento, aplicam-se ajustamentos de forma a conciliar os valores recebidos pelos agentes durante este período e os valores que seriam devidos pela aplicação das disposições do presente Regulamento.

Secção II
Disposições finais

Artigo 178.º
Pareceres interpretativos da ERSE

1 - As entidades que integram os sistemas eléctricos públicos podem solicitar à ERSE pareceres interpretativos sobre a aplicação do presente Regulamento.

2 - Os pareceres emitidos nos termos do número anterior não têm carácter vinculativo.

3 - As entidades que solicitarem os pareceres não estão obrigadas a seguir as orientações contidas nos mesmos, sendo tal circunstância levada em consideração no julgamento das petições, queixas ou denúncias.

4 - O disposto no número anterior não prejudica a prestação de informações referentes à aplicação do presente Regulamento às entidades interessadas, designadamente aos consumidores.

Artigo 179.º
Norma remissiva

Aos procedimentos administrativos previstos neste Regulamento e não especificamente regulados aplicam-se as disposições do Código de Procedimento Administrativo.

Artigo 180.º

Fiscalização e aplicação do Regulamento

1 - A fiscalização e aplicação do cumprimento do disposto no presente Regulamento é da competência da ERSE.

2 - No âmbito da fiscalização deste Regulamento, a ERSE goza das prerrogativas que lhe são conferidas pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, e estatutos anexos ao mesmo diploma, e pelo Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março.

Artigo 181.º

Entrada em vigor

As disposições do presente regulamento entram em vigor no dia seguinte ao da data de publicação deste regulamento.

ANEXO - Disposições transitórias

Artigo 1.º

Fornecimentos em Baixa Tensão Especial com contagem tri-horária

Para os fornecimentos em Baixa Tensão Especial (BTE) com contagem tri-horária, o preço da energia do período horário de vazio coincide com o preço da energia no período de vazio normal da opção tetra-horária, enquanto os contadores que só permitam essa contagem não forem substituídos.

Artigo 2.º

Opções tarifárias transitórias na Região Autónoma dos Açores

1 - Em 2009, 2010 e 2011, continuam a vigorar transitoriamente na Região Autónoma dos Açores as opções tarifárias dependentes do uso indicadas no Quadro 1, respeitando a estrutura geral definida na Secção VI do Capítulo III.

2 - Em BT, a Tarifa Outros Consumidores é aplicável a consumidores que não sejam organismos e que não estejam incluídos nas actividades das secções A (grupos 011, 012, e 013), C e D da Classificação das Actividades Económicas, revisão 2.

3 - É vedado o acesso de novos clientes às opções tarifárias transitórias dependentes do uso, devendo ser informados os actuais clientes do seu carácter transitório.

QUADRO 1 - OPÇÕES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO SEPA

Nível de Tensão	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência (1)	Energia Activa	
				Períodos Trimestrais (2)	N.º Períodos Horários (3)
Baixa Tensão	Tarifa Organismos	20,7 a 215 kVA	a	-	3
	Tarifa Outros consumidores	20,7 a 215 kVA	a	-	3

Notas:

(1) – a Existência de um preço de potência contratada

(2) – - Preços sem diferenciação trimestral

(3) – 3 Três períodos horários: ponta, cheias e vazio

Artigo 3.º

Opções tarifárias transitórias na Região Autónoma da Madeira

1 - Em 2009, 2010 e 2011, continuam a vigorar transitoriamente na Região Autónoma da Madeira as opções tarifárias dependentes do uso indicadas no Quadro 2, respeitando a estrutura geral definida na Secção VII do Capítulo III.

2 - A tarifa bi-horária (não domésticos) é aplicável na facturação de consumidores não domésticos.

3 - Para efeitos do número 2, entendem-se por consumos domésticos:

a) Os relativos a casas de habitação, mesmo que nelas se exerça uma pequena actividade profissional.

b) Os consumos em arrecadações ou garagens de uso particular, localizadas em anexos ou dependências de casas de habitação, ainda que medidos por contador próprio.

c) Os consumos de pequenas bombas de água.

d) São equiparados a consumos domésticos:

i) Os efectuados por pessoas colectivas reconhecidas de utilidade pública, nos termos do Decreto-Lei n.º 460/77, de 7 de Novembro.

ii) Os efectuados para a iluminação de escadas e patamares de prédios colectivos, bem como para outros usos comuns.

4 - Entende-se por consumidores especiais os consumidores agrícolas (código 0 da Classificação das Actividades Económicas, revisão 2), industriais (código 1, 2, 3 da Classificação das Actividades Económicas), produtores e distribuidores de electricidade, gás e

água (Secção E do código 4 da Classificação das Actividades Económicas), Instituto de Gestão de Águas e instalações de empresas situadas em parques industriais.

5 - É vedado o acesso de novos clientes às opções tarifárias transitórias dependentes do uso, devendo ser informados os actuais clientes do seu carácter transitório.

QUADRO 2 - OPÇÕES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO SEPM

Nível de Tensão	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência (1)	Energia Activa		Energia Reactiva (4)	
				Períodos Trimestrais (2)	N.º Períodos Horários (3)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão consumidores não domésticos	Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	-	2	-	-
Baixa Tensão consumidores especiais	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	-	2	-	-
	Tarifa Simples	27,6 a 62,1 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa de Médias Utilizações	> 62,1 kW	x	-	3	x	x
Média Tensão consumidores especiais	Tarifa de Curtas Utilizações 6,6 kV	-	x	x	3	x	x
	Tarifa de Longas Utilizações 6,6 kV	-	x	x	3	x	x

Notas:

(1) – x Existência de um preço de potência a facturar
a Existência de um preço de potência contratada

(2) – - Preços sem diferenciação trimestral
x Preços com diferenciação trimestral

(3) – 1 Sem diferenciação horária
2 Dois períodos horários: fora de vazio e vazio
3 Três períodos horários: ponta, cheias e vazio

(4) – - Não aplicável
x Existência de preço correspondente